

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

СПРАВОЧНИК

**мастера по добыче нефти,
газа и конденсата**

Сургут
2010

ББК 33.131 (2Р53)
С74

Авторский коллектив:

С74 «Справочник мастера по добыче нефти, газа и конденсата»:

Справочное пособие. — Сургут: рекламно-издательский информационный центр «Нефть Приобья» ОАО «Сургутнефтегаз», 2010. — ____ с., ____ илл.

ГЕОЛОГИЯ И БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

1

1.1.	Краткая характеристика геологического строения разрабатываемых месторождений, коллекторских свойств пластов и свойств нефти	4
1.2.	Бурение нефтяных и газовых скважин на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз»	100
1.2.1.	Цикл строительства скважины	100
1.2.2.	Бурение горизонтальных скважин	101
1.2.3.	Вскрытие и освоение нефтяных и газовых скважин	102
1.2.4.	Перфорация скважин	103
1.2.5.	Освоение и пуск в эксплуатацию скважин	104
1.2.6.	Порядок приема скважин из бурения	105

1. ГЕОЛОГИЯ И БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

1.1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВ И СВОЙСТВ НЕФТИ

Добывающие мощности компании ОАО «Сургутнефтегаз» сконцентрированы в Ханты-Мансийском, Ямало-Ненецком автономных округах и Республике Саха (Якутия).

ОАО «Сургутнефтегаз» имеет в своем составе семь нефтегазодобывающих управлений, которые, по состоянию на 01.05.2010 г., разрабатывают 55 нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений.

НГДУ «Сургутнефть» разрабатывает Западно-Сургутское, Восточно-Сургутское, Яунлорское, Сайгатинское, Восточно-Еловое, Тончинское и Северо-Тончинское месторождения.

НГДУ «Федоровскнефть» разрабатывает Федоровское и Дунаевское месторождения.

НГДУ «Быстринскнефть» разрабатывает Быстринское, Солкинское, Вачимское, Западно-Солкинское, Комарьинское, Северо-Юрьевское, Тундринское, Рогожниковское и Новобыстринское месторождения.

НГДУ «Лянторнефть» разрабатывает Лянторское, Маслиховское, Назаргалеевское, Западно-Камыньское, Санинское, Северо-Селияровское, Сыньеганское, Ларкинское, Явинлорское и Западно-Сахалинское месторождения.

НГДУ «Комсомольскнефть» разрабатывает Савуйское, Родниковое, Рускинское и Конитлорское месторождения.

НГДУ «Нижнесортимскнефть» разрабатывает Нижнесортимское, Алехинское, Камыньское, Биттемское, Мурьяунское, Лукьявинское, Тромьеганское, Восточно-Тромьеганское, Айпимское, Хорлорское, Ульяновское, Третьяковское, Западно-Чигоринское, Северо-Лабатьюганское, Юкьяунское, Верхненадымское, Новонадымское, Южно-Соимлорское, Восточно-Мытаяхинское, Ватлорское и Жумажановское месторождения.

НГДУ «Талаканнефть» разрабатывает Алинское и Талаканское месторождения.

В тектоническом отношении большинство разрабатываемых месторождений Западной Сибири приурочены к Сургутскому своду, (Рогожниковское месторождение относится к Красноленинскому своду). В геологическом строении месторождений принимают участие породы древнего складчатого палеозойского фундамента и платформенные терригенные осадочные образования юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возрастов.

Промышленно нефтеносными на *Сургутском своде* являются отложения нижнего мела: (пласты группы БС и АС), а также средне- и верхнеюрские отложения (пласты группы ЮС) (приложение 1).

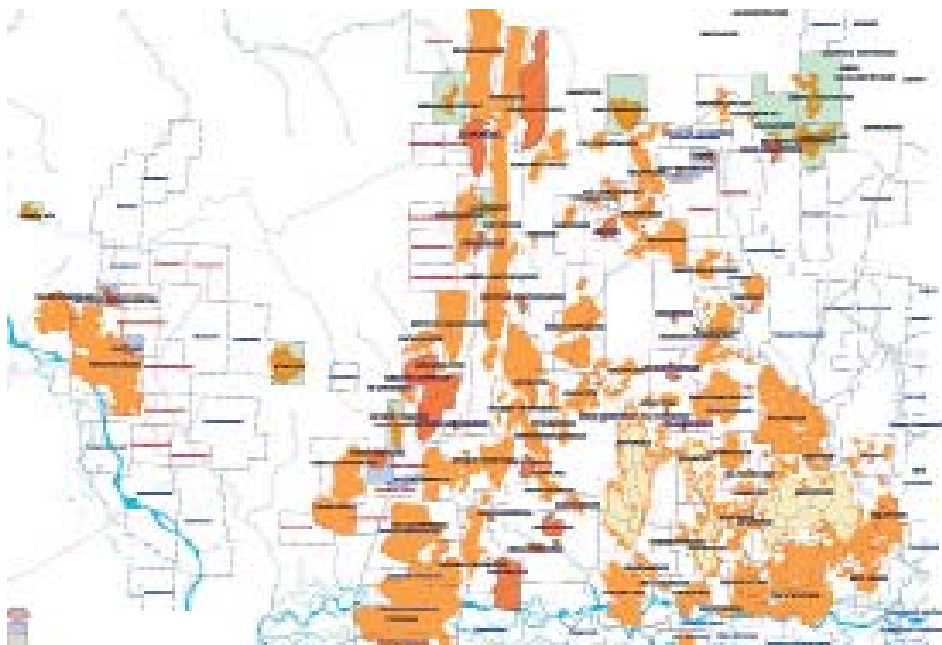


Рис. 1. Схема расположения лицензионных участков ОАО «Сургутнефтегаз»

На *Красноленинском* своде нефтеносны отложения нижнего мела (ВК1), верхней и средней юры (ЮК), доюрских образований (Тр (триас) и (Pz (палеозой)).

Нефтегазоносность месторождений *Непско-Пеледуйского свода* в Якутии установлена в осинском продуктивном горизонте карбонатных отложений нижнего кембрия (пласт О-1) Талаканского месторождения и терригенных отложений венда (пласт В₁₀) Алинского месторождения (приложение).

В 2012 году планируется приступить к разбурированию Ненецкого месторождения. По данным поисково-разведочных скважин нефтеносность на Ненецком месторождении *Ненецкого автономного округа (НАО)* установлена в уфимских (пласт P_{2ul}) отложениях верхней перми, кунгурских (пласты P_{1k1}, P_{1k2}) и ассельско-сакмарских (пласт P_{1a-s}) отложениях нижней перми.

Типы коллекторов

Коллекторы нефти и газа – горные породы, которые обладают емкостью, достаточной для того, чтобы вмещать углеводороды (нефть, газ, газоконденсат), и проницаемостью, позволяющей отдавать их в процессе разработки.

Среди коллекторов нефти и газа преобладают осадочные породы. В природных условиях залежи нефти и газа чаще всего приурочены к терригенным и карбонатным отложениям, в других осадочных толщах они встречаются значительно реже. Магматические и метаморфические породы не являются типичными коллекторами.

Таблица 1

Классификация коллекторов нефти и газа

Группа пород	Тип коллектора	Вид порового пространства	Литологические разности пород
Обломочные (терригенный)	Поровый	Межзерновой	Пески, песчаники, алевроиты, промежуточные разности пород
	Трещинный	Трещинный	Песчаники и алевролиты регенерационной структуры, песчаники и алевролиты с карбонатным цементом
	Смешанный	Межзерновой, трещинный	Прочные песчаники и алевролиты с остаточной межзерновой пористостью
Карбонатные	Поровый	Межформенный	Биогенные, биохеомогенные, оолитовые известняки и доломиты
		Внутриформенный	Биоморфные известняки
		Межзерновой	Доломитистые и доломитовые хеомогенные и криптогенные известняки, доломиты, калькарениды
	Трещинный	Трещинный	Криптогенные доломиты, известняки хеомогенные окремненные и глинисто-кремнистые
	Смешанный	Межзерновой, трещинный, каверновый	Уплотненные известняки и доломиты различного генезиса
Глинистые	Трещинный	Трещинный	Аргиллиты известковые, известково-кремнистые
Коры выветривания магматических и метаморфических пород	Поровый	Межзерновой	Кора выветривания гранитов, гнейсов, силициты
Кремнистые, сульфатные	Трещинный	Трещинный	Метаморфические сланцы, серпентиниты, андезиты, кремнистые породы, ангидриты
	Смешанный	Межзерновой, трещинный	Серпентиниты, андезиты

Терригенный коллектор – образуется в результате разрушения горной породы и дальнейшего накопления в седиментационном бассейне (песчаники, алевролиты разного состава, глинистости и характера цементирующих веществ).

Карбонатный коллектор – (известняки и доломиты) характеризуется сложным характером пустотного пространства. Поры, каверны и трещины обязаны своим появлением процессам осадконакопления и преобразованиями осадка и породы.

В зависимости от преобладания типа пустотного пространства различают следующие коллекторы.

Поровый (обломочные горные породы) – фильтрация флюидов обусловливается порами, а емкостью служат первичные межзерновые пространства.

Трещинный (любые горные породы) – фильтрация флюидов обусловливается главным образом трещинами, а емкостью служат поры и вторичные пустоты.

Кавернозный (карбонатные горные породы) – фильтрация флюидов происходит главным образом в пустотах горной породы размером более 1 мм, возникших в результате растворения карбонатных пород.

Коллекторские свойства пластов

Пористость, образуемая сообщающимися порами, называется *открытой*. Количественно пористость породы характеризуется *коэффициентом пористости*.

Открытая пористость – совокупность сообщающихся между собой пор, численно соответствующая отношению объема сообщающихся пор к объему породы.

Эффективная пористость – совокупность пор, через которые может осуществляться миграция данного флюида. Она зависит от количественного соотношения между флюидами, физических свойств данного флюида, самой породы.

Одним из показателей вертикальной неоднородности пласта является коэффициент расчлененности.

Коэффициент расчлененности – это отношение числа прослоев коллекторов продуктивного пласта, суммированного по всем скважинам в границах залежи к общему числу скважин.

Коэффициент песчанистости – это отношение эффективной толщины продуктивного пласта к его общей толщине.

Коэффициент нефтенасыщенности – это отношение объема нефти, содержащейся в порах (пустотах) пласта, к общему объему всех пор (пустот) нефтеносного пласта в пластовых условиях. В нижеприведенных таблицах он рассчитан для чистонефтяной зоны и для водонефтяной зоны.

Проницаемость – это фильтрационное свойство коллектора, характеризующее его способность пропускать нефть, газ и воду.

Насыщенность пор флюидами – заполнение порового пространства пород-коллекторов жидкими и/или газовыми фазами. В зависимости от флюида-заполнителя выделяются водо-, нефте- и газонасыщенность; выражаются в процентах.

Смачиваемость – способность породы смачиваться жидкостью. В нефтяной геологии представляет интерес смачиваемость минеральных фаз водой и нефтью. Выделяются гидрофильные и гидрофобные минералы. Гидрофильные минералы способствуют повышению доли остаточной воды по отношению к нефти. По отношению к нефти также выделяются смачиваемые ею минеральные фазы, которые способствуют понижению нефтеотдачи.

Пьезопроводность – способность среды передавать давление. В случае несжимаемости среды процесс перераспределения давления происходит мгновенно. В нефтяном пласте, который характеризуется значительным проявлением упругих сил, перераспределение давления, вызванное эксплуатацией пласта, может длиться очень долго. Скорость передачи давления характеризуется коэффициентом пьезопроводности.

Пластовая температура по продуктивным пластам Западной Сибири зависит от глубины залегания пласта и увеличивается примерно на 3 градуса на каждые 100 м.

Продуктивные пласты Талаканского и Алинского месторождений Восточной Сибири имеют аномально низкие температуры: 10–17 градусов.

Пластовое давление – давление жидкости или газа, насыщающих пласт. При отсутствии движения давление в жидкости или газе подчиняется законам гидростатики. Вследствие этого сведения о величине пластового давления должны включать данные о глубине, на которой произведен замер.

Давление, измеренное в первой разведочной скважине, вскрывшей залежь, называется *начальным пластовым давлением*. Измеряют давление глубинным манометром на уровне середины вскрытого интервала пласта.

После пуска скважины в опытную эксплуатацию и вскрытия залежи последующими разведочными скважинами в пласте происходят снижение и перераспределение давления, вызываемые отбором жидкости и появлением новых точек стока.

Если при опытной эксплуатации скважин наблюдается быстрое падение давления, то это означает, что промышленные запасы нефти или газа ограничены. Медленное падение давления, особенно при значительном отборе из пласта продукции, является признаком, по которому можно судить о значительных запасах минерального сырья в открытой нефтяной или газовой залежи.

Значительное число нефтяных и газовых залежей приурочено к пласту, образующему региональную гидродинамическую систему. В таких залежах давление определяется статическим напором краевых вод и равно или близко по значению гидростатическому давлению.

Пласт ЮСО в районах наличия промышленных притоков обладает аномально высоким пластовым давлением. Максимальное замеренное пластовое давление при разведочном бурении отмечено на скважине 3305П Ульяновского месторождения – 52,7 МПа.

Продуктивные пласты на месторождениях Восточной Сибири на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» характеризуются давлением ниже гидростатического.

Виды залежей

Ловушками нефти и газа называют природные резервуары, в которых создаются условия для скопления этих флюидов. Залежью называют естественное скопление нефти, газа, газоконденсата в ловушке, образованной породой-коллектором под покрывкой из непроницаемых пород. Совокупность залежей нефти, газа, газоконденсата в пределах одной площади называют месторождением. Месторождения, состоящие из одной залежи, называют *однозалежными*, а из нескольких – *многозалежными*.

Газ, нефть, вода в пределах ловушки распределяются под действием гравитационных сил в зависимости от их плотности. Газ, как наиболее легкий флюид, размещается в верхней части ловушки или залежи над нефтью, внизу под нефтью скапливается вода. Скопление природного газа, находящегося при начальных пластовых условиях в газообразном фазовом состоянии над нефтяной частью залежи в наиболее приподнятых зонах структуры, называется *газовой шапкой*. Если газовая шапка большая, а скопление нефти – небольшое, его называют нефтяной оторочкой.

На территории работ ОАО «Сургутнефтегаз» ведется отбор горючего природного газа из газовой залежи пласта ПК1 на Верхненадымском месторождении и попутного газа из газовых шапок Яунлорского, Дунаевского, Федоровского, Лянторского, Быстринского, Вачимского, Комарьинского и Талаканского нефтегазоконденсатных месторождений, Алинского и Ватлорского газонефтяных месторождений. Также ведутся отборы попутного растворенного газа по всем нефтяным месторождениям.

Различают следующие типы залежей:

- пластовые;
- массивные;
- литологически ограниченные.

Среди *пластовых* выделяют:

- а) пластовые сводовые;
- б) стратиграфически экранированные;
- в) тектонически экранированные;
- г) литологически экранированные.

Пластовая сводовая залежь – это залежь, приуроченная к резервуару пластового типа, т.е. ограниченному в кровле и подошве практически непроницаемыми породами и изогнутому в форме свода, которая подпирается водой.

Пластовая стратиграфически экранированная залежь ограничена непроницаемыми породами по поверхности стратиграфического несогласия.

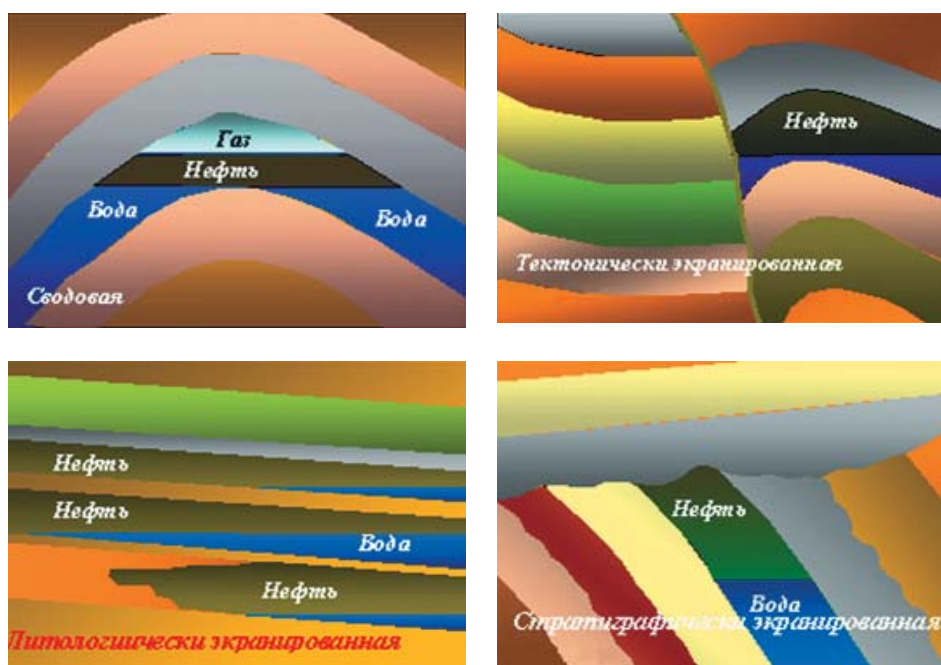


Рис. 2. Типы залежей

Пластовой тектонически экранированной залежью называют залежь в пласте, ограниченном сверху по его наклону разрывом, приводящим пласт в соприкосновение со слабопроницаемыми породами.

Пластовая литологически экранированная залежь приурочена к ловушке, обусловленной выклиниванием пласта-коллектора или ухудшением его коллекторских свойств вверх по восстанию.

Массивные залежи – это скопления углеводородов в ловушке, образованной мощным выступом однородных или различных по составу, но проницаемых для нефти (газа) пород, чаще карбонатных; в кровле такие залежи ограничиваются непроницаемыми породами, а в подошве – водой, заполняющей большую часть природного резервуара; при этом водонефтяной или газовой контакт сечет массив по всей площади залежи независимо от характера напластования пород.

Литологически ограниченные залежи – это скопления нефти (газа) в резервуаре неправильной формы, ограниченном со всех сторон слабопроницаемыми породами; вода, подстилающая такую залежь, не имеет гидростатического напора.

Физические свойства нефти, газа и воды

Состояние и свойства углеводородов в пласте зависят от их состава, давления и температуры. В залежах они могут находиться в жидком, газообразном состоянии или в виде газожидкостной смеси.

Плотность пластовой нефти – масса нефти в пластовых условиях в единице объема. Она обычно в 1,2–1,8 раза меньше плотности дегазированной нефти, что объясняется увеличением ее объема в пластовых условиях за счет растворенного газа. По плотности пластовые нефти делятся на легкие – с удельным весом менее 0,850 г/см³, и тяжелые – с удельным весом более 0,850 г/см³.

Вязкость пластовой нефти характеризует степень подвижности флюида. Это важный параметр, от которого зависят эффективность процесса разработки и конечный коэффициент нефтеизвлечения. Вязкость нефти может в десятки раз увеличиваться при переходе из пластовых условий в поверхностные. Это обусловлено повышенной температурой и газосодержанием.

Между вязкостью и плотностью нефти существует прямая пропорциональность. Так, легкая нефть менее вязкая. Единицей измерения вязкости служит мПа · с (миллипаскаль в секунду). По величине вязкости различают нефть с незначительной вязкостью (<1 МПа · сек), маловязкую (> 1 и < 5 МПа · с), с повышенной вязкостью (> 5 и < 25 МПа · с) и высоковязкую (>25 МПа · с).

Давлением насыщения пластовой нефти называется давление, при котором из нее начинает выделяться газ. Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и газа в залежи, их состава, пластовой температуры.

Снижение забойного давления ниже давления насыщения при определенных условиях может привести к снижению дебита нефти из-за выделения газа в призабойной зоне пласта. Это приводит к снижению притока жидкости, преждевременному прорыву воды из-за увеличения вязкости нефти, выпадению АСПО и солей в скважине и частым отказам погружных насосов.

Газосодержание (газонасыщенность) пластовой нефти равно объему растворенного газа (в стандартных условиях), содержащегося в единице объема пластовой нефти.

Коэффициентом разгазирования нефти называется количество газа, выделившегося из единицы объема нефти при снижении давления на единицу.

Промысловым газовым фактором называется количество добытого газа в м³, приходящееся на 1 м³ (т) дегазированной нефти. Если при разработке газ в пласте не выделяется, то газовый фактор меньше газосодержания пластовой нефти, т.к. в промысловых условиях полной дегазации нефти не происходит.

Сжимаемость нефти (газа, воды) обусловлена тем, что нефть (как и все жидкости) обладает упругостью, которая характеризуется коэффициентом сжимаемости.

Коэффициент сжимаемости характеризует относительное изменение объема нефти при изменении давления на единицу.

Объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем занимает в пластовых условиях 1 м³ дегазированной нефти.

Используя объемный коэффициент, можно определить «усадку нефти», т.е. установить уменьшение объема пластовой нефти при извлечении ее на поверхность.

Влагосодержание природных газов обусловлено контактом с пластовыми водами и зависит от давления, температуры и состава газа.

Объемный коэффициент пластового газа – отношение объема газа в пластовых условиях к объему того же количества газа в стандартных условиях. Объем газа в пластовых условиях примерно в 100 раз меньше, чем в стандартных условиях.

Минерализацией воды называется суммарное содержание в воде растворенных солей, ионов и коллоидов.

Плотность воды в пластовых условиях зависит, главным образом, от ее минерализации, давления и температуры.

Вязкость пластовой воды зависит, в первую очередь, от температуры, минерализации и химического состава.

Растворимость газов в воде гораздо ниже, чем в нефти. При увеличении минерализации воды растворимость газов в воде уменьшается.

Сжимаемость воды – это обратимое изменение объема воды в пластовых условиях под действием давления. Сжимаемость воды уменьшается с увеличением концентрации солей и увеличивается с увеличением содержания растворенного газа.

Геолого-физические характеристики основных продуктивных пластов разрабатываемых месторождений и свойств их нефтей приведены в таблице 1.

Геологическое строение месторождений Западной и Восточной Сибири

На территории работ ОАО «Сургутнефтегаз» преобладают пластовые сводовые и литологически экранированные типы залежей. Реже встречаются массивные, тектонически экранированные и структурно-литологические.

В районе деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» в Западной Сибири коллекторы практически всех выявленных залежей представлены песчаниками и алевролитами (пласты АС4-10, БС1-4, БС10-11, БС14-23, ЮС1-4) преимущественно с поровым, терригенным, трещинно-поровым типом коллектора, кроме пласта ЮСО, представленного битуминозными аргиллитами с трещинным и трещинно-кавернозным типом коллектора. Характеризуются значительными изменениями фильтрационно-емкостных свойств как по площади, так и по разрезу.

На Рогожниковском месторождении пласты ВК1, ЮК2-3 и ЮК4 также представлены песчаниками, алевролитами, и алевролитовыми глинами с прослоями угля. Пласты ЮКО, ЮК1 представлены битуминизированными и карбонатизированными глубоководными отложениями с высокой расчлененностью и сильной литологической неоднородностью по разрезу. Отложения Тр представлены вулканогенными эффузивными образованиями кислого, редко – среднего состава с подчиненными прослоями терригенных отложений с терригенным, поровым типом коллектора.

На Талаканском месторождении Восточной Сибири продуктивный пласт О-1 представлен доломитами, известковистыми доломитами и известняками доломитизированными с небольшими долями ангидритов с высокой зональной и послойной неоднородностью, большой расчлененностью и сложной структурой трещинно-кавернозно-порового коллектора.

Коллектор продуктивного пласта В10 Алинского месторождения представлен переслаиванием песчаников разнозернистых кварцевых с глинистым цементом, алевролитов, аргиллитов и гравелитистых песчаников с поровым типом коллектора.

Коллекторы пласта P_{2ul} и P_{1k_1} Ненецкого месторождения (НАО) представлены песчаниками с карбонатно-глинистым цементом, пласта P_{1k_2} – известняками глинистыми с прослойками мергелей, пласта P_{1a-s} – водоросле-органогенными известняками.

Все продуктивные пласты неоднородны, что оказывает существенное влияние на распределение запасов нефти и газа, на характер фильтрации жидкостей и газа и, соответственно, на обоснование технологий разработки залежей.

Характеристика пластовых флюидов Западной Сибири

В пределах Западной Сибири *свойства нефти в условиях пласта* отличаются многообразием как по степени газонасыщенности, так и по физическим свойствам. Так, в частности, газовый фактор дифференциального разгазирования колеблется от 27–30 м³/т до 120–180 м³/т. Соответственно, с ростом газосодержания давление насыщения увеличивается от 6–8 МПа до 19–22 МПа, вязкость нефти при пластовых давлениях и температуре изменяется от 0,6–1,0 мПа·с до 8–10 мПа·с. Как правило, для многопластовых месторождений реализуется «классическая» модель изменения характеристик нефти: с ростом глубины возрастает газонасыщенность пластовых флюидов, снижаются плотность и вязкость продукции скважин.

Дегазированная нефть в поверхностных (стандартных) условиях имеет плотность в диапазоне 827–916 кг/м³ (в среднем 875 кг/м³, т.е. срав-

нительно легкая по технологической классификации), характеризуется как средневязкая (вязкость при 20 °С колеблется от 5,5 до 104 мПа · с при среднем значении 25 мПа · с), сернистая (содержание серы от 0,39 до 2,5% при среднем значении 1,2% масс.), парафинистая (содержание парафина от 0,76 до 6,61% при среднем значении 3,0% масс.), преимущественно мало-смолистая (содержание силикагелевых смол от 1,19 до 14,93% при среднем значении 7,2% масс.), выход светлых фракций до 350 °С около 50%.

В качестве наиболее «заметных» микрокомпонентов в нефти содержится ванадий (от 16 до 60 г/т) и никель (от 6 до 19 г/т).

Растворенный (нефтяной) газ выраженного метанового типа (концентрация метана 75–5% объемных) – с низким содержанием неуглеродных компонентов (двуокись углерода, азот – в среднем не более 3% объемных), сероводород в составе газа отсутствует (или присутствует в следовых количествах – значительно ниже 20 мг/м³).

Пластовые воды двух основных химических типов: хлоридно-кальциевые и гидрокарбонатно-натриевые. Минерализация вод низкая (в среднем 10–30 г/л), основные солеобразующие компоненты представлены ионами натрия и калия, кальция, магния, гидрокарбоната. В условиях пласта воды насыщены газом метанового типа (концентрация метана – более 95%).

Характеристика пластовых флюидов Восточной Сибири

К настоящему времени промышленная эксплуатация месторождений и поисковые работы ведутся в Республике Саха (Якутия). В качестве особенностей изученных месторождений следует отметить аномально низкие пластовые температуры (11–17 °С) и низкие пластовые давления.

Пластовые нефти в условиях залегания имеют относительно высокую степень газонасыщенности: газовый фактор дифференциального разгазирования колеблется от 60 м³/т до 100 м³/т, соответственно, с ростом газосодержания давление насыщения увеличивается от 6,9 МПа до 9,9 МПа, вязкость нефти при пластовых давлениях и температуре изменяется от 2,4 мПа · с до 6,6 мПа · с.

Дегазированная нефть в поверхностных (стандартных) условиях имеет плотность в диапазоне 831–862 кг/м³ (в среднем 842 кг/м³, т.е. легкая по технологической классификации), характеризуется как маловязкая (вязкость при 20 °С колеблется от 8,4 до 36 мПа · с при среднем значении 12,8 мПа · с), преимущественно малосернистая (содержание серы от 0,10 до 0,72% при среднем значении 0,49% масс.), парафинистая (содержание парафина от 0,50 до 4,04% при среднем значении 2,0% масс.), преимущественно малосмолистая (содержание силикагелевых смол от 2,89 до 21,90% при среднем значении 7,5% масс.), выход светлых фракций до 350 °С – около 48–50%. По результатам рентгенофлуоресцентного анализа содержание ванадия и никеля в нефти не превышает 5 г/т.

Особенностью дегазированной нефти осинского горизонта Талаканского месторождения является присутствие в ее составе легкокипящих серосодержащих компонентов.

Растворенный (нефтяной) газ метанового типа (концентрация метана 58–78% объемных) с низким содержанием неуглеродных компонентов

(двуокись углерода, азот – в среднем не более 2% объемных), сероводород в составе газа отсутствует (или присутствует в следовых количествах – значительно ниже 20 мг/м³). Содержание гелия в растворенном газе редко превосходит пороговое значение – 0,005% объема.

Пластовые воды карбонатных отложений представлены рассолами с минерализацией около 400 г/л. В солевом составе преобладают хлориды кальция и хлориды натрия. Плотность воды в поверхностных (стандартных) условиях составляет 1240–1300 кг/м³, средняя плотность в условиях пласта около 1280 кг/м³. Средняя газонасыщенность пластовых вод составляет в среднем 0,36 м³/м³. Состав водорастворенного газа преимущественно метановый, с высоким содержанием тяжелых углеводородов. Вязкость воды в условиях пласта и на поверхности аномально высокая (2,2–2,9 мПа·с) в связи с высокой минерализацией и низкой пластовой температурой.

Характеристика пластовых флюидов Ненецкого автономного округа (НАО)

В пределах поисковых и разведываемых лицензионных участков ОАО «Сургутнефтегаз» *пластовые нефти* (пермские отложения – уфимский, ассельско-сакмарский и кунгурский ярусы) в условиях залегания имеют относительно низкую степень газонасыщенности: газовый фактор дифференциального разгазирования колеблется от 22 м³/т до 40 м³/т. Соответственно, с ростом газосодержания давление насыщения увеличивается с 5,3 МПа до 7,6 МПа, вязкость нефти при пластовых давлении и температуре изменяется от 2,8 мПа·с до 8,8 мПа·с.

По данным испытания разведочных скважин, нефть девона имеет ряд аномальных свойств: при газовом факторе около 150–170 м³/т нефть в условиях пласта сравнительно вязкая (около 4,8 мПа·с), с давлением насыщения 20–23 МПа. Пробы дегазированной нефти из интервалов вскрытия девона показали аномально высокую температуру застывания (45–46 °С и выше 52 °С), что связано с высоким содержанием парафина (до 40% и более).

Дегазированная нефть (пермские отложения – уфимский, ассельско-сакмарский и кунгурский ярусы) в поверхностных (стандартных) условиях имеет плотность в диапазоне 840–900 кг/м³ (в зависимости от района расположения скважин), характеризуется как маловязкая и средней вязкости (вязкость при 20 °С колеблется от 4,0 до 16 мПа·с при среднем значении около 12 мПа·с), преимущественно сернистая (содержание серы от 0,15 до 2,85% при среднем значении около 0,8% масс.), парафинистая (содержание парафина от 2,87 до 6,07% при среднем значении 4,5% масс.), преимущественно смолистая (содержание силикагелевых смол от 1,93 до 18,31% при среднем значении около 7,5% масс.), выход светлых фракций до 350 °С от 40 до 69%.

Пластовые воды представлены рассолами хлоркальциевого типа с минерализацией около 165 г/л. В солевом составе преобладают хлориды кальция и хлориды натрия. Плотность воды в поверхностных (стандартных) условиях составляет в среднем 1115 кг/м³, средняя плотность в условиях пласта – около 1114 кг/м³.

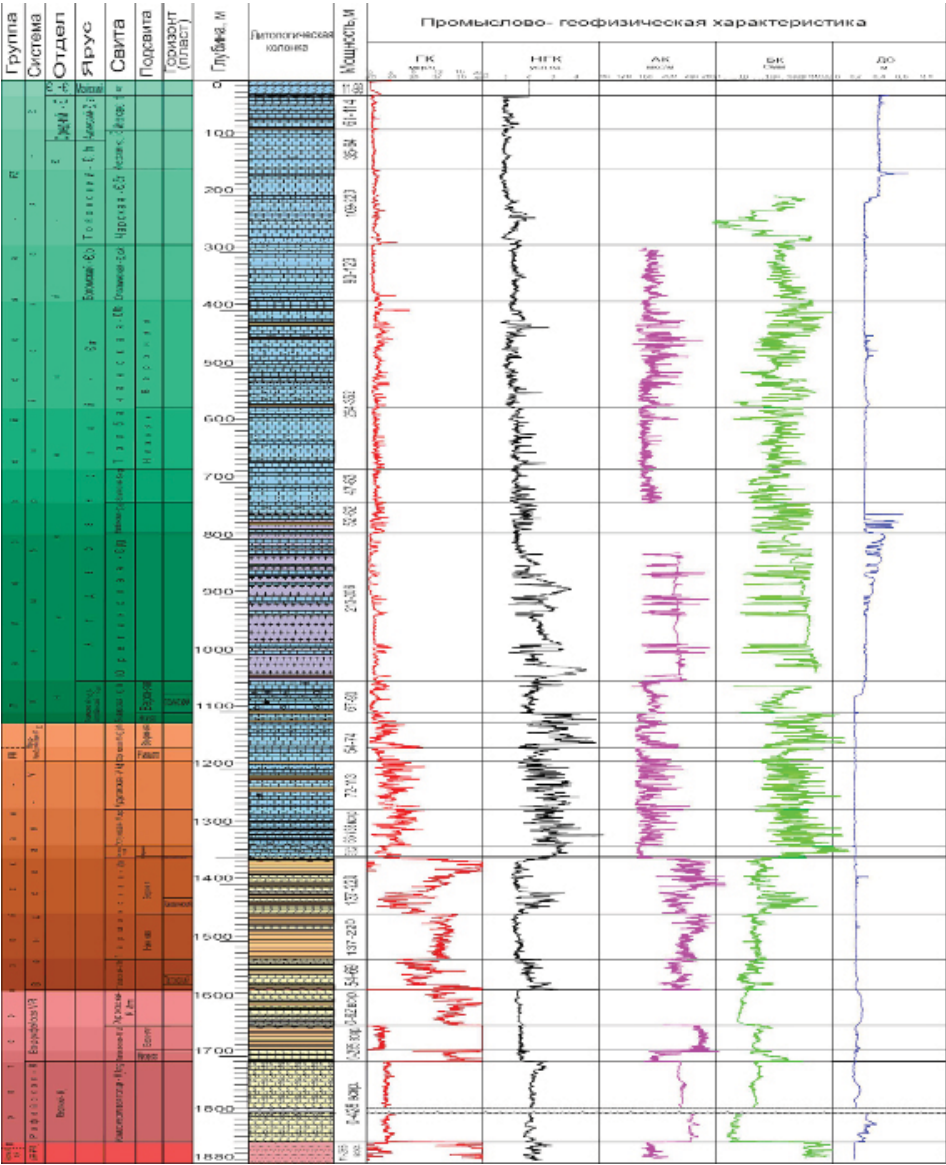


Рис. 3. Стратиграфический разрез_(Талакан)

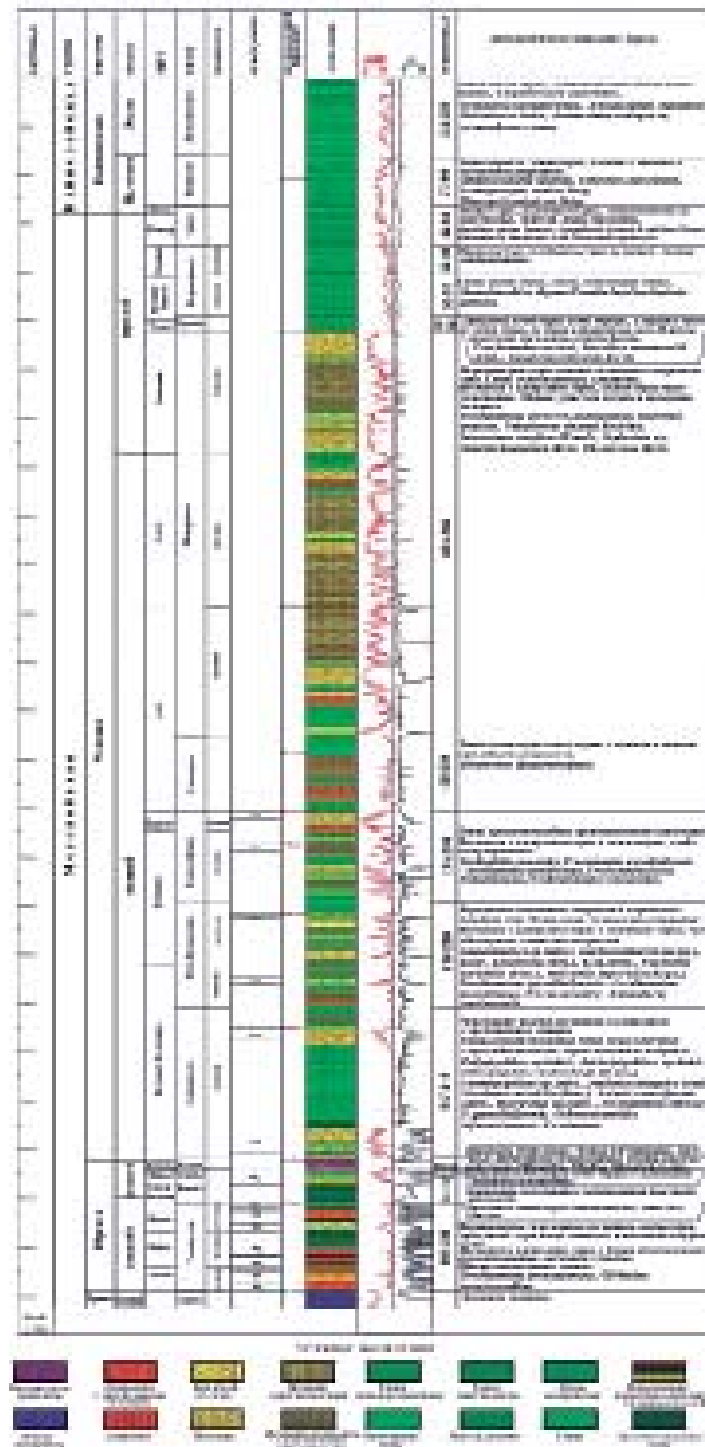


Рис.3. Геолого-геофизический разрез центральной части сургутского свода.
Масштаб 1:5 000

Западно-Сургутское месторождение

Параметры	Пласты			
	АС ₉	БС ₁	БС ₂₋₃	БС ₄
Средняя глубина залегания кровли, м	1 930	2 100	2 100	2 100
Тип залежи	пластово-сводовый			
Тип коллектора	поровый			
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	579	149 874	52 042	2 833
Средняя общая толщина, м	12,4	15,4	16,8	11,6
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,7	4,4	8,9	3,5
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	3	1,2	4,1	5,2
Коэффициент пористости, доли ед.	0,27	0,27	0,27	0,27
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	—	0,67	0,62	—
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,47	0,57	0,58	0,51
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,47	0,65	0,60	0,51
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	418	721	551	323
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,65	0,38	0,79	0,73
Расчлененность, ед.	3,7	2,5	3,5	3,6
Начальная пластовая температура, °С	65	60	62	62
Начальное пластовое давление, МПа	19	21	21,0	21,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	5,8	5,48	5,68	5,68
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,869	0,835	0,846	0,846
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,889	0,883	0,890	0,890
Абсолютная отметка ВНК, м	1 872	2 009,2	2 009,2	2 009,2
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,040	1,092	1,084	1,084
Содержание серы в нефти, %	1,90	1,77	1,83	1,83
Содержание парафина в нефти, %	4,86	3,54	3,83	3,83
Давление насыщения нефти газом, МПа	5,9	9,1	9,3	9,3
Газовый фактор нефти, м ³ /т	21	38	36	36
Содержание сероводорода, %	отсутствует			
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,48	0,51	0,50	0,50
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,000	1,004	1,003	1,003
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,011	1,012	1,012	1,012
Сжимаемость, $1/\text{МПа} \cdot 10^{-4}$				
нефти	8,0	9,0	9,1	9,1
воды	4,6	4,6	4,6	4,6
породы	3,7	1,8	1,8	2,0
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,523	0,664	0,641	0,606

Параметры	Пласты			
	БС ₁₀₋₁₁	БС ₁₂	ЮС ₁	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2 320	2 320	2 750	2 860
Тип залежи	пластово-сводовый, структурно-литологический		пластово-сводовый	структурно-литологический
Тип коллектора	поровый			

Параметры	Пласты			
	БС ₁₀₋₁₁	БС ₁₂	ЮС ₁	ЮС ₂
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	314 767	1 240	3 927	295 107
Средняя общая толщина, м	30,3	15,7	10,8	13,4
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	8,2	4,1	2,1	3,1
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	0,6	0	0,6	0,8
Коэффициент пористости, доли ед.	0,23	0,21	0,18	0,15
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,56	0,39	0,45	0,57
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,50	0,39	0,38	—
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,54	0,39	0,44	0,61
Проницаемость, ×10 ⁻³ мкм ²	53	13	15	10
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,26	0,3	0,39	0,28
Расчлененность, ед.	5,7	2,5	2,3	3,2
Начальная пластовая температура, °С	67	67	73	73
Начальное пластовое давление, МПа	23,2	23,2	27,5	28,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	3,84	3,84	3,13	3,13
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,828	0,828	0,811	0,811
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,883	0,883	0,873	0,873
Абсолютная отметка ВНК, м	2 280–2 308	2 342–2 377,8	2 691–2 704,9	—
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,103	1,103	1,131	1,131
Содержание серы в нефти, %	2,05	2,05	1,8	1,8
Содержание парафина в нефти, %	3,57	3,57	2,78	2,78
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,9	9,9	8,2	8,2
Газовый фактор нефти, м ³ /т	44	44	52	52
Содержание сероводорода, %	отсутствует			
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,46	0,46	0,43	0,43
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,002	1,002	1,003	1,003
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,012	1,012	1,012	1,013
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴				
нефти	9,6	9,6	10,5	10,5
воды	4,6	4,6	4,6	4,6
породы	5,1	5,1	3,6	3,6
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,515	0,369	0,382	0,502

Восточно-Сургутское месторождение

Параметры	Продуктивные пласты				
	БС ₁₀ ⁰	БС ₂₁	БС ₂₂	ЮС ₁ ¹	ЮС ₂ ¹
Средняя глубина залегания кровли, м	2 254	2 683	2 693	2 728	2 886
Тип залежи	пластово-сводовая литологически экранированная	литологически экранированная	пластово-сводовая	литологически экранированная	
Тип коллектора	поровый				
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	298 729	1 835	6 543	168 497	724 200
Средняя общая толщина, м	7,5	13,5	10,3	8,9	12,7

Параметры	Продуктивные пласты				
	БС ₁₀ ⁰	БС ₂₁	БС ₂₂	ЮС ₁ ¹	ЮС ₂ ¹
Средняя газонасыщенная толщина, м	отсутствует				
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,8	1,7	2,0	2,6	4,7
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	3,2	4,3	–	2,6	–
Коэффициент пористости, доли ед.	0,23	0,17	0,19	0,18	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,61	0,43	0,49	0,57	0,73
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,58	0,43	0,48	0,57	–
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,61	0,43	0,49	0,56	0,73
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	151,2	2,8	8,4	34,1	4,5
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,61	0,33	0,30	0,34	0,35
Коэффициент расчлененности, доли ед.	2,1	5,0	1,3	2,4	3,7
Начальная пластовая температура, °С	70	75	90	90	
Начальное пластовое давление, МПа	22,6	27	27,5	28,9	
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,66	2,8	1	3,62	
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,820	0,841	0,770	0,790	
Плотность нефти в поверхн, условиях, т/м ³	0,878	0,882	0,842	0,861	
Абсолютная отметка ГНК, м	отсутствует				
Абсолютная отметка ВНК, м	2 238-2 308	2 694	2 703	2 630-2 768	–
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,107	1,076	1,172	1,152	
Содержание в нефти, %					
серы	1,7	1,8	1,5	1,4	
парафина	2,87	3,11	2,55	2,97	
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,3	8,0	10,0	11,5	
Газовый фактор, м ³ /т	42	33	70	60	
Содержание сероводорода, %	отсутствует				
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,45	0,42	0,34	0,35	
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,01	1,01	1,01	1,01	
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴					
нефти	10,6	9,1	13,1	12,0	
воды	4,7	4,7	4,8	4,8	
породы	3,0	3,0	3,0	3,0	
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	4,29	0,51	0,60	1,60	1,18
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,540	0,308	0,404	0,487	0,490

Яунлорское месторождение

Параметры	Эксплуатационные объекты			
	АС ₇₋₈	АС ₉₋₁₀	БС ₂	БС ₁₀ ⁰
Средняя глубина залегания кровли, м	1 945	1 960	2 040	2 305
Тип залежи	пластово-сводовая	пластово-сводовые с зонами литологического замещения		
Тип коллектора	терригенный, поровый			
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	203 811	88 364	5 306	10 010

Параметры	Эксплуатационные объекты			
	АС ₇₋₈	АС ₉₋₁₀	БС ₂	БС ₁₀ ⁰
Средняя общая толщина, м	19,1	16,4	8,0	17,4
Средняя газонасыщенная толщина, м	4,6	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,5	4,4	2,2	0,7
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	0,5	0,6	1,6	2,3
Коэффициент пористости, доли ед.	0,23	0,25	0,25	0,2
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,52	0,61	—	0,36
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,46	0,57	0,54	0,36
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,50	0,59	0,54	0,36
Средний коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	0,61	—	—	—
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	19	105	96	4
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,41	0,32	0,62	0,06
Расчлененность	5,6	3,3	2,5	1,7
Начальная пластовая температура, °С	57	56	60	69
Начальное пластовое давление, МПа	19,5	19,7	21	23
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	5,15	5,55	6,00	3,02
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,846	0,839	0,82	0,828
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,856	0,86	0,891	0,854
Абсолютная отметка ГНК, м	1 873	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	1 903	1 903	2 036	2 223– 2 247
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,034	1,028	1,115	1,072
Содержание серы в нефти, %	1,25	1,28	1,87	2,15
Содержание парафина в нефти, %	2,74	2,82	3,68	3,42
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,3	11,1	8,2	10,2
Газовый фактор, м ³ /т	28	30	33	49
Содержание сероводорода, %	отсутствует			
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,52	0,54	0,53	0,45
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,002	1,002	1,002	0,998
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,010	1,010	1,010	1,010
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴				
нефти	9,3	10,3	9,9	9,9
воды	4,6	4,6	4,6	4,6
породы	3	4,5	4,5	4,5
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,440	0,490	0,535	—

Параметры	Эксплуатационные объекты		
	БС ₁₀	БС ₁₈₋₂₀	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2340	2540	2730
Тип залежи	пластово-сводовые с зонами литологического замещения		
Тип коллектора	терригенный, поровый		
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	66 612	21 891	41 728
Средняя общая толщина, м	20,9	37,4	12,3
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,5	15,0	2,7

Параметры	Эксплуатационные объекты		
	БС ₁₀	БС ₁₈₋₂₀	ЮС ₂
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	3,4	4,6	—
Коэффициент пористости, доли ед.	0,22	0,22	0,17
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,59	0,63	0,66
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,56	0,55	0,68
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,58	0,58	0,66
Средний коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	—	—	—
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	70	36	3
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,25	0,39	0,25
Расчлененность	2,9	8,2	3
Начальная пластовая температура, °С	69	71	74
Начальное пластовое давление, МПа	23,6	24,7	26,7
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	3,02	1,15	2,49
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,827	0,775	0,802
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,854	0,852	0,858
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	2 233– 2 297	2 394– 2 487	2 594,5– 2 692,7
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,073	1,181	1,127
Содержание серы в нефти, %	2,15	1,2	1,46
Содержание парафина в нефти, %	3,42	4,24	2,49
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,2	11,2	10,2
Газовый фактор, м ³ /т	49	82	56
Содержание сероводорода, %	отсутствует		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,45	0,44	0,44
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,998	1,000	1,001
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,010	1,012	1,013
Сжимаемость, $1/\text{МПа} \cdot 10^{-4}$			
нефти	9,9	13,7	11,5
воды	4,6	4,6	4,7
породы	4,5	3,5	5
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,470	0,496	0,416

Сайгатинское месторождение

Параметры	Продуктивный пласт БС ₁
Средняя глубина залегания кровли, м	2254,8
Тип залежи	пластово-сводовая
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс.м ²	13943
Средняя общая толщина, м	10,4
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	6,3
Пористость, %	27
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,64
Коэффициент нефтенасыщенности ВИЗ, доли ед.	0,59

Параметры	Продуктивный пласт БС ₁
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,62
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	824
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,85
Расчлененность	3
Начальная пластовая температура, °С	69
Начальное пластовое давление, МПа	21,2
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	4,8
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,83
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,881
Абсолютная отметка ВНК, м	2042
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,095
Содержание серы в нефти, %	1,88
Содержание парафина в нефти, %	3,84
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,4
Газовый фактор, м ³ /т	41
Содержание сероводорода, %	отсутствует
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа·с	0,5
Вязкость воды в поверхностных условиях, МПа·с	1,01
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,999
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,012
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴	
нефти	7,1
воды	4,6
породы	0,5
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,7
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	10,6

Восточно-Еловое месторождение

Параметры	Пласты		
	БС ₁₂ ¹⁻³	ЮС ₁	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2 500	2 900	3 000
Тип залежи	пластово-сводовая частично экранированная	пластово-сводовая с дизъюнктивными нарушениями	литолого- стратиграфическая
Тип коллектора	поровый		
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	27 965	103 977	41 826
Средняя общая толщина, м	15,2	11	17
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,9	5,4	6,4
Коэффициент пористости, доли ед.	0,22	0,18	0,18
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,58	0,48	0,63
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,57	0,47	—
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,57	0,48	0,63
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	62	43	9

Параметры	Пласты		
	БС ₁₂ ¹⁻³	ЮС ₁ ¹	ЮС ₂
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,38	0,62	0,29
Расчлененность, ед.	4,3	3,6	4,5
Начальная пластовая температура, °С	76	85	89
Начальное пластовое давление, МПа	24,7	28	29
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	3,06	1,4	1,78
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м³	0,805	0,770	0,788
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³	0,870	0,850	0,860
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	2 422	2 798,5–2 816,2	—
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,131	1,179	1,15
Содержание серы в нефти, %	2,07	1,46	1,25
Содержание парафина в нефти, %	3,01	1,52	3,13
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,1	11,8	10,0
Газовый фактор, м³/т	55	71	56
Содержание сероводорода, %	—	—	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,41	0,36	0,36
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с	1,00	1,00	1,00
Плотность воды в пластовых условиях, т/м³	0,997	0,990	0,990
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м³	1,014	1,014	1,014
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴			
нефти	11,1	13,1	11,5
воды	4,7	4,8	4,8
породы	3,8	5,3	5,0
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,420	0,416	0,444
Коэффициент продуктивности, м³/сут·МПа	1,77	1,39	0,16

Тончинское месторождение

Параметры	Продуктивные пласты			
	БС ₁₄	БС ₁₅	БС ₁₆₋₁₇	БС ₁₈₋₂₀
Средняя глубина залегания кровли, м	2 444	2 461	2 482	2 530
Тип залежи	литологически экранированная	пластовая сводовая, литологически экранированная	массивная	литологически экранированная
Тип коллектора	поровый			
Площадь нефтеносности, тыс.м²	3 233	4 262	12 955	318
Средняя общая толщина, м	13	11	16,4	9,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,3	1,4	6	1,3
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	0,3	0,7	1,3	4,0
Коэффициент пористости, доли ед.	0,19	0,20	0,22	0,22
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,55	0,63	0,65	0,68
Проницаемость, ×10 ⁻³ мкм²	22	22	40	59
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,13	0,17	0,47	0,56
Расчлененность, ед.	1,6	1,5	3,9	3,5
Начальная пластовая температура, °С	73	73	75	75

Параметры	Продуктивные пласты			
	БС ₁₄	БС ₁₅	БС ₁₆₋₁₇	БС ₁₈₋₂₀
Начальное пластовое давление, МПа	25,3	25,3	26,0	26,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,98	0,98	0,95	0,95
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,757	0,757	0,755	0,755
Плотность нефтей поверхностных условиях, т/м ³	0,837	0,837	0,837	0,837
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	2 448– 2 463	2 469– 2 485,4	2 490,4– 2 504,7	2 543
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,199	1,199	1,202	1,202
Содержание серы в нефти, %	0,96	0,96	0,96	0,96
Содержание парафина в нефти, %	2,96	2,96	2,96	2,96
Давление насыщения нефти газом МПа	13,2	13,2	13,6	13,6
Газовый фактор, м ³ /т	90	90	90	90
Содержание сероводорода, %	—	—	—	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,43	0,43	0,42	0,42
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с	1,000	1,000	1,000	1,000
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,006	1,006	1,005	1,005
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,020	1,020	1,020	1,020
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴ нефти	15,9	15,9	15,9	15,9
воды	4,6	4,6	4,6	4,6
породы	3,5	3,5	3,5	3,5
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,415	0,461	0,488	0,497
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	—	8,4	4,8	1,7

Северо-Тончинское месторождение

Параметры	Пласты			
	ЮС ₀ ^{K1}	ЮС ₀ ^{K2}	Ю ₁ ¹	Ю ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2 602	2 622	2 665	2 722
Тип залежи	пластово-сводовая, частично литологически экранированная			
Тип коллектора	терригенный			
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	2 211	2 537	5 761	12 831
Средняя общая толщина, м	16,0	23,9	29,9	15,2
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,3	1,8	1,5	4,1
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	5,2	8,5	33	—
Коэффициент пористости, доли ед.	0,17	0,17	0,16	0,18
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,59	0,59	0,40	0,81
Проницаемость, мд	17,0	17,1	7,0	5,6
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,38	0,40	0,13	0,39
Расчлененность	5,2	8,1	4,9	5,1
Начальная пластовая температура, °С	77			84
Начальное пластовое давление, МПа	26			27
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,3			1,3
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,792			0,770
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,856			0,850

Параметры	Пласты			
	ЮС ₀ ^{К1}	ЮС ₀ ^{К2}	Ю ₁ ¹	Ю ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2 602	2 622	2 665	2 722
Абсолютная отметка ГНК, м	—			
Абсолютная отметка ВНК, м	2 610– 2 613	2631	2 672– 2 693	2 732– 2 763
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,168			1,176
Содержание серы в нефти, %	1,0			
Содержание парафина в нефти, %	1,3			0,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,2			11,0
Газовый фактор, м ³ /т	87			73
Содержание сероводорода, %	отсутствует			
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,41			0,37
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,013			
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴				
нефти	14,6			14,0
воды	4,6			
породы	5,0			
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,482	0,482	0,337	0,413

Ненецкое месторождение

Параметры	Продуктивные пласты			
	P _{2ul}	P _{1k1}	P _{1k2}	P _{1a-s}
Средняя глубина залегания кровли, м	1979,6	2056,2	2130	2206,9
Тип залежи	пластово-сводовая	пластово-сводовая литологически ограниченная	пластово-сводовая литологически ограниченная	массивная
Тип коллектора	порово-трещиноватый	кавернозно-поровый	трещиновато-кавернозно-поровый	порово-кавернозный
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс.м ²	87 262	32 699	8 863	57 760
Средняя общая толщина, м	15,2	38,4	9,4	29,2
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,1	6,0	4,1	7,85
Пористость, %	15	17	14	12
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,523	0,56	0,62	—
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,523	0,56	0,62	0,884*
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,523	0,56	0,62	0,884
Проницаемость, ×10 ⁻³ мкм ²	104	19,52	3,99	50
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,33	0,16	0,44	0,56
Расчлененность	4	8	4	10
Начальная пластовая температура, °С	46	48	50	52
Начальное пластовое давление, МПа	19	19,5	20,5	21
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,5	2,1	2,2	3,9

Параметры	Продуктивные пласты			
	$P_{2\text{ш}}$	P_{1k_1}	P_{1k_2}	P_{1a-s}
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,809	0,803	0,808	0,790
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,820	0,833	0,837	0,870
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	1 864	1 963,3	2 008,4	2 105
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,020	1,075	1,075	1,250
Содержание серы в нефти, %	0,31	0,31	0,47	0,56
Содержание парафина в нефти, %	4,59	5,03	4,55	4,54
Давление насыщения нефти газом, МПа	4,0	6,5	6,5	12,0
Газосодержание нефти, м ³ /т	19	36	35,8	65
Содержание сероводорода, %	отсутствует			
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	088	0,85	0,83	0,8
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с				
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,114	1,114	1,114	1,114
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,115	1,115	1,115	1,115
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴				
нефти	11,2	10,9	10,8	11,9
воды	4,7	4,6	4,6	4,7
породы	0,44	0,46	0,46	0,47
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,541	0,544	0,544	0,55
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	1,05	0,63	0,09	0,6

Федоровское месторождение

Параметры	Эксплуатационные объекты			
	АС ₄₋₈	АС ₉	БС ₁₋₂	БС ₁₀ ¹
Средняя глубина залегания кровли, м	1 790	1 845	1 940	2 150
Тип залежи	пластово-сводовая	пластово-сводовая, водоуплав.	пластово-сводовая, водоуплав.	литологически экранир., пластово-сводовая
Тип коллектора	поровый			
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	1 638 975	40 910	202 624	171 865
Средняя общая толщина, м	78,6	20,8	25,6	11,0
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	20,7	3,8	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	19,4	4,5	4,1	3,6
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	32,7	4,7	9,0	2,9
Коэффициент пористости, доли ед.	0,24–0,26	0,26	0,60–0,67	0,68
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.				
газонефтяная зона (ГНЗ)	0,60	0,75	—	—
газоводонефтяная зона (ГВНЗ)	0,63	0,77	—	—
нефтяная зона (НЗ)	0,55	0,71	0,60–0,67	0,68
водонефтяная зона (ВНЗ)	0,57	0,63	0,58–0,67	0,65
Коэффициент газонасыщенности, доли ед.				
газовая зона (ГЗ)	0,58	—	—	—
газонефтяная + газоводонефтяная зона (ГНЗ+ГВНЗ)	0,60	0,78	—	—
Проницаемость, ×10 ⁻³ мкм ²	203–430	474	307	183

Параметры	Эксплуатационные объекты			
	АС ₄₋₈	АС ₉	БС ₁₋₂	БС ₁₀ ¹
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,47–0,87	0,45	0,42	0,30; 0,41
Коэффициент расчлененности, ед.	1,6–9,4	4,1	5,0	2,3; 2,0
Начальная пластовая температура, °С	53–68	58	61–59	67
Начальное пластовое давление, МПа	18,8	19	20,5	22,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	5,91	5,54	5,58–6,0	3,04
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м³	0,857	0,840	0,846–0,873	0,817
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³	0,909	0,900	0,893–0,887	0,881
Абсолютная отметка ГНК, м	–1810	–1848	–	–
	–1836,2			
Абсолютная отметка ВНК, м	–1815,0	–1845,2	–1956	–2152
	–1843,5	–1873,0	–2003,7	–2200
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,100	1,118	1,093–1,036	1,120
Содержание серы в нефти, %	1,27	1,07	1,9–1,6	1,7
Содержание парафина в нефти, %	2,11	2,82	3,6–3,7	3,3
Давление насыщения нефти газом, МПа	14,1	13,6	12,3–6,3	10,5
Газовый фактор, м³/т	51	59	47–25	51
Содержание сероводорода в газе, %	отсутствует			
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,55	0,55	0,52	0,46
Плотность воды в пластовых условиях, т/м³	1,006	1,006	1,005	1,001
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м³	1,012	1,012	1,012	1,012
Сжимаемость нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	9,7	11,0	8,3–9,7	11,5
Сжимаемость воды, 1/МПа·10 ⁻⁴	4,7	4,7	4,7	4,8
Сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	2	2	2	2
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,480	0,518	0,500	0,657

Параметры	Эксплуатационные объекты			
	БС ₁₀	БС ₁₄₋₁₉	ЮС ₁	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2 200	2 350	2 650	2 700
Тип залежи	пластово-сводовая	пластово-сводовая, литологически экранир.	пластово-сводовая, литологически экранир.	структурно-литологически экранир.
Тип коллектора	поровый			
Площадь нефтегазоносности, тыс.м²	878 454	120 931	93 338	802 923
Средняя общая толщина, м	38,6	7,2–18,2	10,8	25,0
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	–	–	–	–
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	14,8	2,4–8,8	3,2	3,2
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	8,9	2,9–9,4	3,5	2,5
Коэффициент пористости, доли ед.	0,24	0,18–0,22	0,60–0,64	0,62–0,77
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.				
газонефтяная зона (ГНЗ)	–	–	–	–
газоводонефтяная зона (ГВНЗ)	–	–	–	–
нефтяная зона (НЗ)	0,72	0,45–0,57	0,60–0,64	0,62–0,77
водонефтяная зона (ВНЗ)	0,61	0,47–0,54	0,55–0,61	–
Коэффициент газонасыщенности, доли ед.				

Параметры	Эксплуатационные объекты			
	БС ₁₀	БС ₁₄₋₁₉	ЮС ₁	ЮС ₂
газовая зона (ГЗ)	—	—	—	—
газонефтяная + газоводонефтяная зона (ГНЗ+ГВНЗ)	—	—	—	—
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	256	30	45	7
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,48	0,32–0,61	0,34	0,31
Коэффициент расчлененности, ед.	7,4	3,0–6,3	2,5	3,2
Начальная пластовая температура, °С	67	74	82	83
Начальное пластовое давление, МПа	23,1	24–26	27	28
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,4	1,62	1,89	3,36
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,758	0,758	0,764	0,812
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,845	0,850	0,856	0,872
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	–2248	–2360	–2573	—
	–2296	–2552,6	–2782	
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,206	1,212	1,207	1,122
Содержание серы в нефти, %	1,12	1,67	1,86	1,77
Содержание парафина в нефти, %	3,55	2,71	3,4	3,51
Давление насыщения нефти газом, МПа	15,3	13,2	13,5	11,5
Газовый фактор, м ³ /т	91	86	87	52
Содержание сероводорода в газе, %	отсутствует			
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,46	0,41	0,38	0,38
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,004	0,999	0,996	0,996
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,015	1,015	1,016	1,016
Сжимаемость нефти, 1/МПа·10 ^{–4}	15,4	9,6–16,7	9,5–17,4	10,9
Сжимаемость воды, 1/МПа·10 ^{–4}	4,8	4,8	4,8	4,8
Сжимаемость породы, 1/МПа·10 ^{–4}	2	2	2	2
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,621	0,525	0,510	0,420

Дунаевское месторождение

Параметры	Пласты			
	АС ₄₋₆	АС ₇₋₈	АС ₉	БС ₁₀ ¹
Средняя глубина залегания кровли, м	–1800	–1840	–1 860	–2 170
Тип залежи	пластово-сводовая		пластово-сводовая, водоупл.	пластово-сводовая, водоупл.
Тип коллектора	порový			
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	4 593	31 510	9 194	13 669
Средняя общая толщина, м	37	16,6	23,6	16,5
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	21	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,7	6,0	3,1	4,8
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	7,8	3,0	6,9	3,9
Коэффициент пористости, доли ед.	0,26	0,24	0,26	0,24
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,44	0,44	0,51	0,58
газонефтяная зона (ГНЗ)	—	—	—	—
газоводонефтяная зона (ГВНЗ)	0,47	—	—	—
нефтяная зона (НЗ)	—	0,45	—	0,62

Параметры	Пласты			
	АС ₄₋₆	АС ₇₋₈	АС ₉	БС ₁₀ ¹
водонефтяная зона (ВИЗ)	0,42	0,40,	0,51	0,57
Коэффициент газонасыщенности, доли ед.	0,56	—		
газовая зона (ГЗ)	—	—	—	—
газонефтяная + газоводонефтяная зона (ГНЗ + ГВНЗ)	0,56	—	—	—
Проницаемость (ГИС), ×10 ⁻³ мкм ²	210	42	228	125
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,28	0,44	0,40	0,46
Коэффициент расчлененности, ед.	6,9	6,2	4,7	5,2
Начальная пластовая температура, °С	57	57	58	60
Начальное пластовое давление, МПа	17,9	18,1	18,3	21,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	5,91	3,94	5,98	4,34
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,850	0,814	0,838	0,819
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,913	0,874	0,895	0,886
Абсолютная отметка ГНК, м	−1 8098	—		
Абсолютная отметка ВНК, м	−1 818,0	−1867,0±1 −1893,0±1	−1873,0±2 −1884,6	−2 179– 2 214
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,113	1,123	1,113	1,128
Содержание серы в нефти, %	1,21	1,21	1,2	2,35
Содержание парафина в нефти, %	3,22	3,22	2,98	2,39
Давление насыщения нефти газом, МПа	13,3	14,4	15,2	13,5
Газовый фактор, м ³ /т	51	62	58	56
Содержание стабильного конденсата в газе, т/м ³	36,2	—		
Содержание сероводорода в газе, %	отсутствует			
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,54	0,54	0,54	0,47
Плотность воды в пластовых условиях, т/м	1,005	1,005	1,005	1,001
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,012	1,012	1,012	1,012
Сжимаемость нефти, 1/МПа·10 ^{−4}	9,7	11,0	10,0	10,5
Сжимаемость воды, 1/МПа·10 ^{−4}	4,8			
Сжимаемость породы, 1/МПа·10 ^{−4}	2			
Коэффициент вытеснения, доли ед	0,470	0,423	0,510	0,515

Параметры	Пласты			
	БС ₁₀	БС ₁₈	ЮС ₁	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	−2 210	−2 390	−2 550	−2 590
Тип залежи	пластово-сводовая, водоплав.		пластово-сводовая	—
Тип коллектора	поровый			
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	3 419	2 352	1 741	6 129
Средняя общая толщина, м	28,8	12,6	11,3	10,0
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	—			
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,5	3,7	2,7	5,3
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	4,1	4,7	—	
Коэффициент пористости, доли ед.	0,23	0,22	0,13	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,57	0,56	0,49	0,69
газонефтяная зона (ГНЗ)	—			
газоводонефтяная зона (ГВНЗ)	—			

Параметры	Пласты			
	БС ₁₀	БС ₁₈	ЮС ₁	ЮС ₂
нефтяная зона (НЗ)	—	0,58	0,49	0,69
водонефтяная зона (ВНЗ)	0,57	0,56	0,49	
Коэффициент газонасыщенности, доли ед	—			
газовая зона (ГЗ)	—			
газонефтяная + газоводонефтяная зона (ГНЗ+ГВНЗ)	—			
Проницаемость (ГИС), $\times 10^{-3}$ мкм ²	99	67	3	5
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,26	0,65	0,37	0,50
Коэффициент расчлененности, ед.	5,5	4,1	4	3,4
Начальная пластовая температура, °С	62	67	71	76
Начальное пластовое давление, МПа	22,0	23,1	25,0	28,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,41	4,44	4,30	3,00
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,755	0,830	0,822	0,809
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,848	0,886	0,885	0,869
Абсолютная отметка ГНК, м	—			
Абсолютная отметка ВНК, м	−2233,0– −2239,0	−2402,0– −2409,5	−2562,0– −2572,0	—
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,224	1,109	1,110	1,121
Содержание серы в нефти, %	1,31	1,8	1,77	1,77
Содержание парафина в нефти, %	2,9	2,45	3,51	3,51
Давление насыщения нефти газом, МПа	17,0	13,9	10,9	10,9
Газовый фактор, м ³ /т	101	53	38	52
Содержание стабильного конденсата в газе, т/м ³	—			
Содержание сероводорода в газе, %	отсутствует			
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,47	0,43	0,38	0,38
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,001	0,997	0,996	0,996
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,012	1,012	1,016	1,016
Сжимаемость нефти, 1/МПа·10 ^{−4}	14,9	9,9	9	10,9
Сжимаемость воды, 1/МПа·10 ^{−4}	4,8			4,7
Сжимаемость породы, 1/МПа·10 ^{−4}	2			
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,530	0,495	0,490	0,495

Лянторское месторождение

Параметры	Продуктивные пласты					
	АС ₉	АС ₁₀	АС ₁₁	БС ₈ ²	БС ₁₈	
					2134	3003Р
Средняя глубина залегания кровли, м	2 093	2 099	2 101	2 342	2 639	2 639
Тип залежи	пластовые сводовые					
Тип коллектора	терригенный					
Площадь нефтегазоносности, С ₁ тыс.м ²	1 082 454	637 296	77 756	14 756	5 647	1 727
Средняя эффективная толщина, м	8,4	16,6	13,0	8,9	4,5	2,3
Средняя газонасыщенная толщина, м	6,2	7,3	3,0			
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	4,5	7,8	5,6	2,7	4,8	2,0
Средняя эффективная водонасыщенная, м	3,9	11,0	12,5	7,3	11,2	0,0
Пористость газонасыщенного коллектора, доли ед.	0,238	0,249	0,247			
Пористость нефтенасыщенного коллектора, доли ед.	0,249	0,247	0,252	0,247	0,181	

Параметры	Продуктивные пласты					
	АС ₉	АС ₁₀	АС ₁₁	БС ₈ ²	БС ₁₈	
					2134	3003Р
Начальная насыщенность газом, доли ед.	0,680	0,701	0,675			
Начальная насыщенность нефтью, доли ед.	0,654	0,648	0,639	0,607	0,406	
Средняя проницаемость, мкм ²	0,450	0,590	0,446	0,330	0,004	0,004
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,73	0,73	0,56	0,58	0,86	0,61
Коэффициент расчлененности, доли ед.	2,3	4,0	5,2	4,5	3,0	3,0
Начальная пластовая температура, °С	65	64	65	68	83	
Начальное пластовое давление, МПа	21	21	21	23	25	
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с	0,019	0,019	0,019			
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с						
в нефтяной зоне	4,57	6,18	5,95	5,27	1,90	
в газонефтяной зоне	3,67	4,26	4,26			
Плотность пластового газа в пластовых условиях, кг/м ³	152,5	152,5	152,5			
Плотность газа в поверхностных условиях, кг/м ³	0,758	0,758	0,758			
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³						
в нефтяной зоне	812	843	843	841	835	
в газонефтяной зоне	795	799	799			
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³						
в нефтяной зоне	887	903	903	889	873	
в газонефтяной зоне	896	898	898			
Абсолютная отметка ГНК, м	2 001– 2 038	2 014– 2 045	2 032– 2 045			
Абсолютная отметка ВНК, м	2 009– 2 053	2 009– 2 060	2 048– 2 053	2 275	2 586, 2 573	
Объемный коэффициент газа, доли ед.	0,005	0,005	0,005			
Объемный коэффициент нефти, доли ед.						
в нефтяной зоне	1,150	1,115	1,115	1,086	1,079	
в газонефтяной зоне	1,211	1,217	1,217			
Содержание серы в нефти, %	1,13	1,22	1,34	1,85	0,74	
Содержание парафина в нефти, %	2,35	1,96	2,79	3,04	2,68	
Содержание сероводорода, %	отсутствует					
Давление насыщения нефти газом, МПа						
в нефтяной зоне	15,2	14,5	14,1	9,8	7,5	
в газонефтяной зоне	19,0	19,4	19,4			
Газовый фактор, м ³ /т						
в нефтяной зоне	69	55	55	38	33	
в газонефтяной зоне	106	115	115			
Вязкость воды						
в пластовых условиях, мПа·с	0,48	0,48	0,48	0,46	0,38	
в поверхностных условиях, мПа·с	1	1	1	1	1	
Плотность воды						
в пластовых условиях, кг/м ³	997	997	997	998	991	
в поверхностных условиях, МПа·с	1008	1008	1008	1009	1012	
Сжимаемость. 1/МПа·10 ⁻⁴						
нефти в нефтяной зоне	10,9	9,9	9,8	9,2	9,3	

Параметры	Продуктивные пласты					
	АС ₉	АС ₁₀	АС ₁₁	БС ₈ ²	БС ₁₈	
					2134	3003Р
нефти в газонефтяной зоне	13,1	12,3	12,3			
воды	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	
породы	3,6	2,5	4,3	3,0	3,5	
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,516	0,515	0,514	0,473	0,374	

Маслиховское месторождение

Параметры	Объекты		
	АС ₁₁	БС ₄ ⁰⁽²⁾	ЮС ₀
Средняя глубина залегания кровли, м	2 253,2	2 363,2	2 813,4
Тип залежи	пластово-сводовая	пластово-сводовая, литологически экранированная	
Тип коллектора	поровый		порово-трещинный
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	13 857	26 318	22 996
Средняя общая толщина, м	7,6	3,8	7,4
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	6,2	3,2	7,4
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	3,6	2,6	—
Коэффициент пористости, доли ед.	0,21	0,20	0,08
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,56	0,52	0,85
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,48	0,49	—
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,53	0,51	0,85
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	—	—	—
Проницаемость (ГИС), 10 ⁻³ мкм ²	41,5	20,0	2,2
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,56	0,37	0,23
Коэффициент расчлененности, ед.	4,7	3,1	7,4
Начальная пластовая температура, °С	71	82	88
Начальное пластовое давление, МПа	19,9	24,4	31,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,39	1,96	1,88
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,774	0,788	0,785
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,841	0,858	0,855
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	2 199,9	2 399,8	—
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,149	1,136	1,148
Содержание серы в нефти, %	0,75	1,08	1,25
Содержание парафина в нефти, %	1,79	3,51	3,17
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,9	12,8	9,7
Газовый фактор, м ³ /т	59	57	55
Содержание сероводорода, %	—	—	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,44	0,39	0,38
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,994	0,991	1,002
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,009	1,011	1,023

Параметры	Объекты		
	АС ₁₁	БС ₄ ⁰⁽²⁾	ЮС ₀
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴			
нефти	13,1	11,5	12,1
воды	4,6	4,6	4,7
породы	0,45	0,40	2

Назаргалеевское месторождение

Параметры	Объекты		
	АС ₁₁	БС ₄ ¹⁽³⁻⁴⁾ (р-н скв. №386)	БС ₄ ¹⁽³⁻⁴⁾ (р-н скв. №3219Р)
Средняя глубина залегания кровли, м	2 344,0–2 391,0	2 536,6	2 501,8
Тип залежи	пластовая, сводовая	структурно- литологическая	пластовая, сводовая
Тип коллектора	поровый		
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	64 036	2 777	4 191
Средняя общая толщина, м	6,8	4,2	4,1
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,2	2,1	0,9
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	2,7	2,0	3,2
Коэффициент пористости, доли ед.	0,22	0,19	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,60	0,45	—
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,61	0,44	0,47
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,61	0,44	0,47
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	—	—	—
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	49,7	24,0	
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,57	0,26	0,12
Коэффициент расчлененности, доли ед.	4,1	3,0	3,0
Начальная пластовая температура, °С	74	84	
Начальное пластовое давление, МПа	23,0	24,8	
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,61	2,29	
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,770	0,791	
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,847	0,860	
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	2 286,4–2 303,3	2 459,1	2 434,6
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,169	1,140	
Содержание серы в нефти, %	0,68	0,99	
Содержание парафина в нефти, %	3,10	2,22	
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,6	10,4	
Газовый фактор, м ³ /т	61	54	
Содержание сероводорода, %	—	—	
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,42	0,37	
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,994	0,990	
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,009	1,011	
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴			
нефти	12,6	11,3	

Параметры	Объекты		
	АС ₁₁	БС ₄ ¹⁽³⁻⁴⁾ (р-н скв. №386)	БС ₄ ¹⁽³⁻⁴⁾ (р-н скв. №3219Р)
воды	4,7	4,7	
породы	2	2	
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,52	0,33	0,39

Параметры	Объекты		
	ЮС ₂ ² р-н скв. №3209П	ЮС ₂ ² р-н скв. №386	ЮС ₂ ² р-н скв. №340
Средняя глубина залегания кровли, м	3 007,8	3 001,2	2 991,4
Тип залежи	структурно-литологическая		
Тип коллектора	поровый		
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	2 590	933	3 376
Средняя общая толщина, м	0,7	2,5	3,1
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	0,7	1,0	3,1
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	—	1,5	—
Коэффициент пористости, доли ед.	0,18	0,16	0,17
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,65	0,59	0,63
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,65	0,59	0,63
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,65	0,59	0,63
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	—		
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	9,9	8,7	2,0
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,12	0,24	0,69
Коэффициент расчлененности, доли ед.	3,0	3,0	1,0
Начальная пластовая температура, °С	85		
Начальное пластовое давление, МПа	27		
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	3,18		
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,808		
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,868		
Абсолютная отметка ГНК, м	—		
Абсолютная отметка ВНК, м	2 941,0	2 920,6	2 927,3
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,121		
Содержание серы в нефти, %	1,28		
Содержание парафина в нефти, %	3,89		
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,8		
Газовый фактор, м ³ /т	52		
Содержание сероводорода, %	—		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,36		
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,991		
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,012		
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴			
нефти	11,2		
воды	4,7		
породы	2		
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,51	0,52	0,49

Западно-Камынное месторождение

Параметры	Объекты		
	АС ₁₀ ² 2 (р-н скв. №641П)	АС ₁₀ ³ 1 (Туманная)	АС ₁₁ ¹⁽¹⁾ 1 (р-н скв. №3Р)
Средняя глубина залегания кровли, м	2 394,0	2 585,6	2 445,4
Тип залежи	пластовая, сводовая	литологически ограниченная	структурно- литологическая
Тип коллектора	поровый		
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	3 216	5 009	2 345
Средняя общая толщина, м	22,5	38,6	9,1
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	6,0	2,4	0,7
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	—	—	—
Коэффициент пористости, доли ед.	0,19	0,17	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,49	0,45	0,47
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,45	—	0,40
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,48	0,45	0,46
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	—	—	—
Средняя проницаемость (ГИС), ×10 ⁻³ мкм ²	7,0	9,4	20,8
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,19	0,08	0,07
Коэффициент расчлененности	5,0	5,9	3,0
Начальная пластовая температура, °С	85	85	94
Начальное пластовое давление, МПа	22	22	24
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,20	1,20	1,20
Плотность нефти			
в пластовых условиях, т/м ³	0,763	0,763	0,763
в поверхностных условиях, т/м ³	0,848	0,848	0,848
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	2 339,4	—	2 376,0
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,199	1,199	1,197
Содержание серы в нефти, %	0,57	0,57	0,74
Содержание парафина в нефти, %	3,31	3,31	2,67
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,0	9,0	9,0
Газовый фактор, м ³ /т	67	67	67
Содержание сероводорода, %	—	—	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,36	0,36	0,33
Плотность воды			
в пластовых условиях, т/м ³	0,987	0,987	0,980
в поверхностных условиях, т/м ³	1,011	1,011	1,011
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴			
нефти	12,6	12,6	12,6
воды	4,6	4,6	4,6
породы	2	2	2
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,471	0,438	0,438

Параметры	Объекты			
	АС ₁₁₋₁₂	АС ₁₂ ¹ 1 (Туманная)	Ач ₁₍₁₋₃₎ Залежь 1 (Студеная)	ЮС ₂ ¹ 1 (Туманная)
Средняя глубина залегания кровли, м	2 412,8– 2 522,6	2 632,6– 2 800,4	2 779,4– 2 851,6	2 848,6– 2 929,2
Тип залежи	структурно- литологические, литологически ограниченная	литологически ограниченная		
Тип коллектора	поровый		поровый	
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	196 192	39 688	4 000	6 280
Средняя общая толщина, м	45,1	63,6	39,7	10,2
Средняя газонасыщенная толщина, м	–	–	–	–
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,0	15,3	3,5	4,4
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	2,6	–	–	–
Коэффициент пористости, доли ед.	0,19	0,17	0,16	0,15
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,53	0,49	0,53	0,57
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,50	–	–	–
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,52	0,49	0,53	0,57
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	–	–	–	–
Средняя проницаемость (ГИС), ×10 ⁻³ мкм ²	20,0	2,6	2,0	0,5
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,13	0,16	0,16	0,19
Коэффициент расчлененности	7,0	15,7	8,7	2,3
Начальная пластовая температура, °С	94–99	99	97	106
Начальное пластовое давление, МПа	24	24	29	30
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,20	1,20	3,00	1,30
Плотность нефти				
в пластовых условиях, т/м ³	0,763	0,763	0,820	0,770
в поверхностных условиях, т/м ³	0,848	0,848	0,869	0,850
Абсолютная отметка ГНК, м	–	–	–	–
Абсолютная отметка ВНК, м	2 391,4–2 518,7	–	–	–
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,197–1,199	1,199	1,092	1,190
Содержание серы в нефти, %	0,57–0,74	0,57	0,63	0,64
Содержание парафина в нефти, %	2,67–3,31	3,31	2,77	4,21
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,0	9,0	8,1	10,0
Газовый фактор, м ³ /т	67	67	35	67
Содержание сероводорода, %	–	–	–	–
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,31–0,33	0,31	0,31	0,28
Плотность воды				
в пластовых условиях, т/м ³	0,975–0,980	0,975	0,979	0,973
в поверхностных условиях, т/м ³	1,011	1,011	1,011	1,013
Сжимаемость, 1/МПа×10 ⁻⁴				
нефти	12,6	12,6	9,7	12,3
воды	4,6	4,6	4,7	4,7
породы	2	2	2	2
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,484	0,452	0,398	0,424

Саннинское месторождение

Параметры	Пласты		
	АС ₁₁	БС ₄ ¹⁽¹⁻²⁾	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2 396	2 563	2 911
Тип залежи	пластовая, сводовая	пластовая, сводовая, литологически экранированная	пластовая, сводовая, литологически ограниченная
Тип коллектора			
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	18 517	59 814	3 668
Средняя общая толщина, м	22,9	48,8	12,0
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,3	4,4	3,4
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	6,6	3,8	—
Коэффициент пористости, доли ед.	0,21	0,19	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	—	0,55	0,59
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,53	0,53	—
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,53	0,54	0,59
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	—	—	—
Проницаемость (ГИС), $\times 10^{-3}$ мкм ²	59,0	28,0	4,8
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,49	0,15	0,31
Расчлененность, ед.	6,2	6,9	2,3
Начальная пластовая температура, °С	81,0	84,0	95,0
Начальное пластовое давление, МПа	22,7	24,6	28,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,51	3,18	2,6
Плотность нефти			
в пластовых условиях, т/м ³	0,793	0,813	0,804
в поверхностных условиях, т/м ³	0,849	0,865	0,869
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	2 307,1–2 309,3	2 489,5	—
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,136	1,102	1,135
Содержание серы в нефти, %	0,76	0,89	0,94
Содержание парафина в нефти, %	3,13	3,81	4,28
Давление насыщения нефти газом, МПа	6,2	7,0	10,0
Газовый фактор, м ³ /т	50	36	53
Содержание сероводорода, %	—	—	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,38	0,37	—
Плотность воды			
в пластовых условиях, т/м ³	0,989	0,989	—
в поверхностных условиях, т/м ³	1,01	1,011	—
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴			
нефти	12,9	10,1	10,9
воды	4,6	4,6	4,6
породы	2	2	2
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,47	0,50	0,46
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	3,36	4,02	0,21

Северо-Селияровское месторождение

Параметры	Пласт АС ₅
Средняя глубина залегания кровли, м	2 297,7
Тип залежи	структурно-литологический
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	67 940
Средняя общая толщина, м	3,7
Средняя газонасыщенная толщина, м	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,7
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	—
Коэффициент пористости, доли ед.	0,19
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,49
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,42
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,49
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	—
Средняя проницаемость (ГИС), 10 ⁻³ мкм ²	7,0
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,21
Коэффициент расчлененности, ед.	3,7
Начальная пластовая температура, °С	81
Начальное пластовое давление, МПа	22
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	3,40
Плотность нефти	
в пластовых условиях, т/м ³	0,809
в поверхностных условиях, т/м ³	0,866
Абсолютная отметка ГНК, м	—
Абсолютная отметка ВНК, м	2 273,9
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,100
Содержание серы в нефти, %	0,81
Содержание парафина в нефти, %	4,30
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,8
Газовый фактор, м ³ /т	33
Содержание сероводорода, %	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,39
Плотность воды	
в пластовых условиях, т/м ³	0,991
в поверхностных условиях, т/м ³	1,012
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴	
нефти	10,1
воды	4,6
породы	2,0
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,41
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	0,36

Сыньеганское месторождение

Параметры	Пласты		
	ЮК ₀	ЮК ₂₋₃	ЮК ₄
Средняя глубина залегания кровли, м	2 683,5	2 731,5	2 779,5
Тип залежи		пластово-сводовая	пластово-сводовая, литологически ограниченная
Тип коллектора	трещинно-поровый	поровый	
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	8 000	31 114	32 500
Средняя общая толщина, м	16,8	30,5	25,0
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,2	5,1	10,8
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	—	—	4,5
Коэффициент пористости, доли ед.	0,09	0,15	0,15
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,86	0,54	0,61
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	—	—	0,61
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,86	0,54	0,61
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	—	—	—
Проницаемость (ГИС), $\times 10^{-3}$ мкм ²	—	0,5	0,5
Коэффициент песчаности, доли ед.	—	0,19	0,37
Коэффициент расчлененности, ед.	—	6,2	5,4
Начальная пластовая температура, °С	103	100	100
Начальное пластовое давление, МПа	31	30	31
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	1,0	1,0
Плотность нефти			
в пластовых условиях, т/м ³	0,654	0,762	0,762
в поверхностных условиях, т/м ³	0,795	0,853	0,853
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	—	—	–2 828
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,506	1,193	1,193
Содержание серы в нефти, %	0,79	0,77	0,87
Содержание парафина в нефти, %	2,85	2,44	3,42
Давление насыщения нефти газом, МПа	15,4	12,8	12,8
Газовый фактор, м ³ /т	207	70	70
Содержание сероводорода, %	—	—	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,29	0,29	0,29
Плотность воды			
в пластовых условиях, т/м ³	0,976	0,976	0,976
в поверхностных условиях, т/м ³	1,014	1,014	1,014
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴			
нефти	25,0	12,5	12,5
воды	4,7	4,7	4,7
породы	2	2	2
Коэффициент вытеснения, доли ед.	—	0,44	0,50
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	0,33	0,48	0,10

Западно-Сахалинское месторождение

Параметры	Объекты		
	АС ₁₁ ¹⁻²	АС ₁₂ ¹⁻²	ЮС ₀
Средняя глубина залегания кровли, м	2 405,3	2 477,2	2 854,1
Тип залежи	литологически ограниченная		
Тип коллектора	поровый		трещинно-поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	103 579	27 916	32 048
Средняя общая толщина, м	45,4	33,4	34,4
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,8	4,8	8,6
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	—	—	—
Коэффициент пористости, доли ед.	0,17	0,18	0,08
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,52	0,45	0,85
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	—	—	—
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,52	0,45	0,85
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	—	—	—
Средняя проницаемость (ГИС), ×10 ⁻³ мкм ²	3,8	7,0	—
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,14	0,10	—
Коэффициент расчлененности	10,7	5,2	—
Начальная пластовая температура, °С	85	90	106
Начальное пластовое давление, МПа	24	25	45
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,37	1,6	1,17
Плотность нефти			
в пластовых условиях, т/м ³	0,829	0,792	0,733
в поверхностных условиях, т/м ³	0,887	0,869	0,847
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	—	—	—
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,113	1,172	0,287
Содержание серы в нефти, %	1,49	1,15	0,68
Содержание парафина в нефти, %	3,17	2,74	2,91
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,3	10,2	14,8
Газовый фактор, м ³ /т	40	62	108
Содержание сероводорода, %	—	—	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,37	0,34	0,29
Плотность воды			
в пластовых условиях, т/м ³	0,988	0,985	0,980
в поверхностных условиях, т/м ³	1,012	1,012	1,013
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴			
нефти	9,2	11,4	15,9
воды	4,7	4,7	4,8
породы	2	2	2
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,45	0,42	—

Явинлорское месторождение

Параметры	Продуктивные пласты		
	БС ₄	ЮС ₀	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2 477	2 904	2 953
Тип залежи	пластово-сводовая, литологически ограниченная	—	пластово-сводовая, литологически ограниченная
Тип коллектора	поровый	трещинный, трещинно-кавернозный	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	14 622	16 378	59 201
Средняя общая толщина, м	29,0	34,9	17,9
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,4	4Д	2,4
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	—	—	—
Коэффициент пористости, доли ед.	0,19	0,08	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,61	0,85	0,57
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,61	—	0,51
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,61	0,85	0,55
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ² (мД)	20	23	3
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,13	0,12	0,12
Расчлененность, ед.	2,5	7,7	3
Начальная пластовая температура, °С	79,3	106	103
Начальное пластовое давление, МПа	24,4*	46	30
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,96*	4,8	0,8
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,866*	0,813	0,77
Плотность нефти в поверхностных условиях,	0,844	0,876	0,85
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	–2 429–2 434	н/опр	–2 933
Объемный коэффициент нефти, ед.	1,12*	1,13	1,19
Содержание серы в нефти, %	1,7*	1,89	1,03
Содержание парафина в нефти, %	3,9*	2,0	2,98
Давление насыщения нефти газом, МПа	12,8*	11,3	11
Газовый фактор, м ³ /т	49	51	67
Содержание сероводорода, %	не обнаружено		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,39*	0,29	0,3
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,01*	1,019	1,019
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴			
нефти	11,4	н/д	8,3
воды	0,475	н/д	0,47
породы	0,04	н/д	0,03
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	3,18	0,5	0,12
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,471	н/д	0,466

Примечание: *— по аналогии с соседними месторождениями.

Ларкинское месторождение

Параметры	Пласты			
	АС ₇	АС ₉	БС ₆ ²	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2 031	2 055	2 341	2 759
Тип залежи	пластовая, сводовая			структурно-литологическая
Тип коллектора	поровый			
Площадь нефтегазоносное, тыс.м ²	1 000	8 172	4 507	18 010
Средняя общая толщина, м	7,6	13,2	40,6	15,7
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	3,1	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,1	0,8	1,6	2,3
Коэффициент пористости газонасыщенного коллектора, доли ед.	—	0,25	—	—
Пористость, %	23	25	22,00	15–16
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	—	—	—	0,44–0,65
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,41	0,41	0,44	0,53–0,65
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,41	0,41	0,44	0,44–0,65
Средняя насыщ.газом газовой шапки, доли ед.	—	0,61	—	—
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ² (керна)	148	296	71	5
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,92	0,88	0,49	0,28
Расчлененность	1,6		9,4	3,2
Начальная пластовая температура, °С	60	60	68	82
Начальное пластовое давление, МПа	20	20	23	28
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,0	4,57	5,27	4,9
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,815	0,819	0,841	0,733
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,890	0,884	0,889	0,890
Абсолютная отметка ГНК, м	—	–2 057	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	–2 033	–2 059	–2 355	–2 774–2 793
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,13	1,12	1,086	1,25
Содержание серы в нефти, %	1,00	1,13	1,67	1,72
Содержание парафина в нефти, %	2,33	2,35	1,95	2,72
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,1	11,1	9,8	9,1
Газосодержание нефть, м ³ /т	48	48	38	30
Содержание сероводорода, %	—	—	—	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,49	0,49	0,46	0,38
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,000	1,000	0,998	0,998
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,010	1,010	1,009	1,017
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴				
нефти	9,1	10,9	9,2	8,7
воды	4,6	4,7	4,7	4,7
породы	2	2	2	2
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,341	0,361	0,423	0,358
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	3,93	2,55	0,893	0,068

Северо-Тутлимское месторождение

Параметры	Пласт АС ₉
Средняя глубина залегания кровли, м	2 111
Тип залежи	пластовая, сводовая
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	3 698
Средняя общая толщина, м	5,7
Средняя газонасыщенная толщина, м	1,0
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,5
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	4,2
Коэффициент пористости, доли ед.	0,24
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	—
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,63
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,63
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	0,70
Средняя проницаемость (ГИС), $\times 10^{-3}$ мкм ²	180
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,72
Коэффициент расчлененности, ед.	2,0
Начальная пластовая температура, °С	60
Начальное пластовое давление, МПа	20
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с	0,019
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,00
Плотность нефти	
в пластовых условиях, т/м ³	0,833
в поверхностных условиях, т/м ³	0,884
Абсолютная отметка ГНК, м	2 032,6
Абсолютная отметка ВНК, м	2 035
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,123
Содержание серы в нефти, %	1,45
Содержание парафина в нефти, %	4,45
Давление насыщения нефти газом, МПа	18,0
Газовый фактор, м ³ /т	84
Содержание сероводорода, %	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,51
Плотность воды	
в пластовых условиях, т/м ³	1,000
в поверхностных условиях, т/м ³	1,008
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴	
нефти	11,9
воды	4,6
породы	2
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,492
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	1,17

Восточно-Студеное месторождение

Параметры	Продуктивные пласты					
	АС ₁₁	Ач ₁	Ач ₁₁	Ач ₂	Ач ₃	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2 293	2 629	2 682	2 694	2 731	2 855
Тип залежи	массивный	структурно-литологический				
Тип коллектора	поровый					
Площадь нефтегазоносности, тыс.м²	18 359	41 978	9 890	20 809	26 198	36 280
Средняя общая толщина, м	14,9	22,5	17,4	13,2	17,0	10,6
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—	—	—	—
Средняя эффективная нефгенасыщ. толщца, м	1,2	3,9	2,4	2,9	4,8	2,6
Средняя эффективная водонасыщ. толщина, м	3,2	1,8	1,4	1,5	1,2	1,1
Пористость, %	18	17	18	18	20	17
Средняя нефтенаеыщенность ЧНЗ, доли ед.	—	0,47	0,51	0,53	0,59	0,61
Средняя нефтенаеыщенность ВИЗ, доли ед.	0,42	0,47	0,51	0,53	0,59	0,61
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,42	0,47	0,51	0,53	0,59	0,61
Проницаемость, ×10 ⁻³ мкм² (мД)	8,1	3,7	3,8	5	36,3	2,7
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,37	0,38	0,36	0,43	0,49	0,38
Коэффициент расчлененности, ед.	7,7	8,7	9,0	6,5	5,7	4,3
Начальная пластовая температура, °С	73	90	90	90	90	95
Начальное пластовое давление, МПа	23	29	29	29	29	28
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,4	3,0	3,0	3,0	3,0	2,6
Плотность нефш в пластовых условиях, т/м³	0,781	0,820	0,820	0,820	0,820	0,804
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³	0,845	0,869	0,869	0,869	0,869	0,871
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	−2 302– 2 309	−2 676	−2 696	−2 726	−2 760	−2 880
Объемный коэффициент нефш, ед.	1,205*	1,087*	1,087*	1,087*	1,087*	1,114*
Содержание серы в нефти, %	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1
Содержание парафина в нефти, %	4,1	3,7	3,7	3,7	3,7	4,6
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	10
Газовый фактор, м³/т	87	35	35	35	35	45
Содержание сероводорода, %	не обнаружено					
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,43	0,34	0,34	0,34	0,34	0,32
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴						
нефти	1,26*	0,97*	0,97*	0,97*	0,97*	1,23*
вода	0,46*	0,47*	0,47*	0,47*	0,47*	0,47*
породы	0,04*	0,04*	0,04*	0,04*	0,04*	0,04*
Коэффициент продуктивности, м/(сут·МПа)	0,38	0,66	0,95	0,32	0,32	0,16
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,436	0,406	0,428	0,442	0,498	0,493

Примечание: * — по аналогии с другими месторождениями района.

Быстринское месторождение

Параметры	Пласты			
	АС ₇	АС ₈	АС ₉	БС ₁
Средняя глубина залегания кровли, м	1 878	1 887	1 903	2 027
Тип залежи	пластово-сводовый			пластово-сводовый, литолог.-огранич., структ.-литолог.
Тип коллектора	поровый			
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	337 245	311 117	84 181	105 737
Средняя общая толщина, м	5,7	16,1	14,1	5,4
Средняя газонасыщенная толщина, м	3,3	5,7	4,3	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,9	6,6	3,7	3,2
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	2,6	3,5	4,0	3,0
Коэффициент пористости, доли ед.	0,25	0,23	0,25	0,27
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,53	0,49	0,53	0,68
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,44	0,46	0,52	0,54
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,52	0,49	0,53	0,66
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	0,62	0,52	0,76	—
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	70	60	105	673
Коэффициент песчанности, доли ед.	0,7	0,6	0,3	0,6
Расчлененность, ед.	1,9	4,7	3,2	1,3
Начальная пластовая температура, °С	56	57	58	61
Начальное пластовое давление, МПа	18,8	18,8	19,0	20,7
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с	0,016	0,016	0,016	—
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,27	3,63	4,70	4,95
Плотность нефти				
в пластовых условиях, т/м ³	0,794	0,797	0,859	0,829
в поверхностных условиях, т/м ³	0,870	0,871	0,906	0,882
Абсолютная отметка ГНК, м	1 895	1 897–1 898	1 906	—
Абсолютная отметка ВНК, м	1 910–1 915	1 912–1 922	1 914–1 930	2 018–2 045
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,126	1,145	1,096	1,099
Содержание серы в нефти, %	1,13	1,28	1,49	1,76
Содержание парафина в нефти, %	3,81	3,01	2,57	3,97
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,7	12,2	14,6	10,3
Газовый фактор, м ³ /т	31	57	55	41
Содержание сероводорода, %	—	—	—	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,55	0,55	0,53	0,52
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,010	1,010	1,010	1,010
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴				
нефти	9,4	11	9,5	9,4
воды	4,6	4,6	4,6	4,6
породы	3,3	3,3	3,3	2,5
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,464	0,441	0,471	0,639
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	1,22	2,04	3,44	17,05

Параметры	Пласты		
	БС ₂	БС ₁₆ ⁰	БС ₁₆₋₁₇
Средняя глубина залегания кровли, м	2 033	2 416	2 410
Тип залежи	пластово-сводовый	пластово-сводовый, структурно-литологический	пластово-сводовый, литологически-ограниченный
Тип коллектора	поровый		
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	149 799	2 785	24 176
Средняя общая толщина, м	11,5	10,5	36,8
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,1	2,4	5,7
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	4,2	3,7	11,5
Коэффициент пористости, доли ед.	0,26	0,21	0,23
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,64	0,50	0,57
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,59	0,45	0,56
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,62	0,49	0,56
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	—	—	—
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	505	35	39
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,6	0,3	0,4
Расчлененность, ед.	3,2	2,1	7,2
Начальная пластовая температура, °С	60	67	67
Начальное пластовое давление, МПа	20,7	25,0	25,0
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с	—	—	—
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	5,71	2,82	2,82
Плотность нефти			
в пластовых условиях, т/м ³	0,821	0,812	0,812
в поверхностных условиях, т/м ³	0,891	0,862	0,862
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	2 045	2 408,5–2 443,4	2 418,0–2 455,2
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,114	1,107	1,107
Содержание серы в нефти, %	1,87	2,80	2,80
Содержание парафина в нефти, %	3,76	4,07	4,07
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,8	6,9	6,9
Газовый фактор, м ³ /т	33	42	42
Содержание сероводорода, %	—	—	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,52	0,47	0,47
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,009	1,012	1,012
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴			
нефти	8,2	10,6	10,6
воды	4,6	4,6	4,6
породы	2,5	3,5	3,5
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,619	0,431	0,467
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	10,56	1,46	1,78

Параметры	Пласты		
	БС ₁₉ ⁰	БС ₁₉₋₂₀	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли (абс. отм.), м	2 427	2 454	2 632
Тип залежи	структурно-литологический, литологически ограниченный	пластово-сводовый, структурно-литологический	пластово-сводовый, литологически ограниченный
тип коллектора	поровый		
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	9 092	90 735	82 109
Средняя общая толщина, м	8,7	33,5	12,7
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,6	8,7	3,4
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	3,5	9,6	2,7
Коэффициент пористости, доли ед.	0,22	0,21	0,17
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,53	0,57	0,52
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,53	0,56	0,45
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,53	0,57	0,51
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	—	—	—
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	45	41	7
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,4	0,5	0,4
Расчлененность, ед.	2,0	9,2	3,2
Начальная пластовая температура, °С	69	69	75
Начальное пластовое давление, МПа	25,2	25,2	26,9
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с	—	—	—
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,49	4,49	2,16
Плотность нефти	—	—	—
в пластовых условиях, т/м ³	0,827	0,827	0,796
в поверхностных условиях, т/м ³	0,876	0,876	0,856
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	2 424–2 450,1	2 465–2 526	2 635–2 697
Объемный коэффициент нефти, доли ед	1,100	1,100	1,138
Содержание серы в нефти, %	2,41	2,41	1,78
Содержание парафина в нефти, %	3,04	3,04	2,83
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,2	8,2	10,4
Газовый фактор, м ³ /т	40	40	58
Содержание сероводорода, %	—	—	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,47	0,47	0,42
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,012	1,012	1,016
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴	—	—	—
нефти	9,8	9,8	11,6
воды	4,6	4,6	4,7
породы	3,5	3,5	3,6
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,464	0,450	0,443
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	2,25	2,32	1,32

Солкинское месторождение

Параметры	Пласты			
	АС ₈	БС ₁	Ач ₄	Ач ₅
Средняя глубина залегания кровли, м	1 931	2 090	2 600	2 620
Тип залежи	пластовая, сводовая	пластовая, сводовая, литологически экранированная		
Тип коллектора	поровый			
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	75 478	162 784	9 120	17 307
Средняя общая толщина, м	27,1	9,2	10,8	15,9
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	8,3	6,5	0,8	3,7
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	3,7	4,1	2,6	2,4
Коэффициент пористости, доли ед.	0,21	0,24	0,18	0,19
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,43	0,73	0,38	0,49
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,41	0,62	0,38	0,49
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,41	0,71	0,38	0,49
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	—	—	—	—
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	157	495	3	8
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,49	0,83	0,11	0,29
Расчлененность, ед.	7,7	2,1	2,0	5,7
Начальная пластовая температура, °С	65	68	70	70
Начальное пластовое давление, МПа	19,5	21,6	25	25
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,13	3,60	5,24	5,24
Плотность нефти				
в пластовых условиях, т/м ³	0,824	0,815	0,840	0,840
в поверхностных условиях, т/м ³	0,876	0,874	0,882	0,882
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	−1 906−1 918	2 074	2 571,5	2 593
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,099	1,118	1,077	1,077
Содержание серы в нефти, %	1,47	1,48	3,53	3,53
Содержание парафина в нефти, %	3,82	4,27	2,36	2,36
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,4	9,2	8,1	8,1
Газовый фактор, м ³ /т	38	45	33	33
Содержание сероводорода, %	—	—	—	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,48	0,46	0,45	0,45
Плотность воды				
в пластовых условиях, т/м ³	0,999	0,997	0,998	0,998
в поверхностных условиях, т/м ³	1,011	1,010	1,010	1,010
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴				
нефти	9,5	10,2	8,9	8,9
воды	4,7	4,7	4,6	4,6
породы	3,3	2,5	3,5	3,5
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,415	0,623	0,316	0,406
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	6,43	28,35	—	2,20

Западно-Солкинское месторождение

Параметры	Пласт
	АС ₈₋₉
Средняя глубина залегания кровли, м	1 958
Тип залежи	пластовая, сводовая, литологически-экранированная
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	11 663
Средняя общая толщина, м	23,4
Средняя газонасыщенная толщина, м	–
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	6,1
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	5,4
Коэффициент пористости, доли ед.	0,22
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,58
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,47
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,55
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	–
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	274,0
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,43
Расчлененность, ед.	4,8
Начальная пластовая температура, °С	54
Начальное пластовое давление, МПа	19,7
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,3
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,834
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,871
Абсолютная отметка ГНК, м	–
Абсолютная отметка ВНК, м	1 960,8–1 973
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,073
Содержание серы в нефти, %	1,09
Содержание парафина в нефти, %	4,57
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,9
Газовый фактор, м ³ /т	36
Содержание сероводорода, %	–
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,56
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,009
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,013
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴	
нефти	9,7
воды	4,6
породы	3,0
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,49
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	11,2

Вачимское месторождение

Параметры	Объекты разработки			
	АС ₄	АС ₇	АС ₈₊₉	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	1 834	1 914	2 652	2 659
Тип залежи	пластово-сводовая	пластово-сводовая	пластово-сводовая, литологич.-экраниров,	литологич.-экраниров,
Тип коллектора	поровый			
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	12 103	151 451	225 929	185 588
Средняя общая толщина, м	11,4	15,8	32,6	15,8
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	4,4	4,6	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,5	4,4	6,8	1,9
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	4,6	6,7	7,2	3,1
Коэффициент пористости, доли ед.	0,26	0,24	0,26	0,14
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,503	0,460	0,535	0,535
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,427	0,443	0,534	0,509
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,467	0,449	0,596	0,528
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	86	39	259	8
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,43	0,47	0,53	0,33
Расчлененность, ед.	3,0	4,9	6,0	3,1
Начальная пластовая температура, °С	61	61	61	74
Начальное пластовое давление, МПа	18,5	20,5	20,6	27,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	6,96	6,96	6,96	2,38
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,852	0,852	0,852	0,815
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,904	0,904	0,904	0,878
Абсолютная отметка ГНК, м	—	1 897–1 940	1 914–1 966	—
Абсолютная отметка ВНК, м	1 833,7–1 839,6	1 918–1 945	1 943–1 981	2 615,6–2 715
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,095	1,095	1,095	1,124
Содержание серы в нефти, %	1,25	1,25	1,29–1,42	1,37
Содержание парафина в нефти, %	2,36	2,36	1,8–2,4	3,01
Давление насыщения нефти газом, МПа	12,2	12,2	12,2	8,3
Газовый фактор, м ³ /т	45	45	45	49
Содержание сероводорода, %	—	—	—	—
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа·с	0,51	0,51	0,51	0,42
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,000	1,000	1,000	1,000
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,010	1,010	1,010	1,013
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴				
нефти	9,5	9,5	9,5	10,2
воды	4,7	4,7	4,7	4,8
породы	3,3	3,3	3,3	3,6
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,433	0,380	0,520	0,517
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	1,80	1,88	1,05	0,55

Комарьинское месторождение

Параметры	Пласты		
	АС _в ²	АС _в	АС ₁₀
Средняя глубина залегания кровли (абс. отм.), м	2 000	2 018	2 025
Тип залежи	пластово-сводовая, литол.-ограниченная		пластово-сводовая
Тип коллектора	поровый		
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	77 557	53 658	7 619
Средняя общая толщина, м	15,5	14,9	15,8
Средняя газонасыщенная толщина, м	1,9	1,3	–
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,5	2,6	1,7
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	1,9	2,3	3,7
Коэффициент пористости (ГИС), доли ед.	0,23	0,23	0,23
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,46	0,44	–
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,45	0,41	0,37
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,46	0,49	0,37
Проницаемость (ГИС), ×10 ⁻³ мкм ²	29	65	33
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,27	0,25	0,34
Расчлененность	2,2	3,3	3,8
Начальная пластовая температура, °С	62	64	64
Начальное пластовое давление, МПа	20,1	20,3	20,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	3,75	1,76	1,76
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,824	0,776	0,776
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,871	0,864	0,864
Абсолютная отметка ГНК, м	1 995	2 010,5–2 020,2	–
Абсолютная отметка ВНК, м	2 009–2 017	2 025–2 035	2 024–2 037
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,080	1,181	1,181
Содержание серы в нефти, %	1,20	1,17	1,17
Содержание парафина в нефти, %	3,15	2,52	2,52
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,5	13,9	13,9
Газовый фактор, м ³ /т	38	86	86
Содержание сероводорода, %	–	–	–
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,49	0,49	0,49
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,011	1,010	1,016
Сжимаемость, 1/МПа*10 ⁻⁴			
нефти	9,9	14,1	14,1
воды	4,6	4,6	4,6
породы	3,7	3,7	3,7
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,456	0,473	0,411

Северо-Юрьевское месторождение

Параметры	Пласты		
	ЮС ₁		ЮС ₂
	Северная залежь	Южная залежь	
Средняя глубина залегания кровли, м	2 791	2 759	2 835
Тип залежи	пластово-сводовый, литологически экранированный	пластово-сводовый, литологически экранированный	литологически ограниченный
Тип коллектора	терригенный поровый		
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	29 445	6 883	148 668
Средняя общая толщина, м	7,35	5,1	11,2
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,29	1,6	3,88
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	0,85	3,4	—
Коэффициент пористости, доли ед.	0,18–0,19	0,18–0,19	0,13–0,14
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,48–0,56	0,46–0,48	0,55–0,63
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,44–0,47	0,44–0,46	—
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,44–0,56	0,44–0,48	0,55–0,63
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ ·мкм ²	17,9	14,6	0,96
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,94	0,47	0,5
Расчлененность	1,5	3	3,4
Начальная пластовая температура, °С	86	86	87
Начальное пластовое давление, Мпа	27,5	27,5	28,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,35	1,35	1,2
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	773	773	762
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	852	852	845
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	2 716	2 684	—
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,17	1,17	1,189
Содержание серы в нефти, %	1,06	1,06	1,06
Содержание парафина в нефти, %	3,2	3,2	3,85
Давление насыщения нефти газом, МПа	12,6	12,6	12
Газовый фактор, м ³ /т	70	70	72
Содержание сероводорода, %	н/обн.	н/обн.	н/обн.
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	992	992	992
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1 014	1 014	1 014
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴			
нефти	1,28	1,28	1,32
воды	0,47	0,47	0,47
породы	0,78–0,79	0,78–0,79	0,4
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,537	0,500	0,439

Тундринское месторождение

Параметры	Объекты разработки			
	Ачим ₁	Ачим ₂	ЮС ₁	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли (абс. отм.), м	2 626	2 735	2 800	2 890
Тип залежи	структурно-литологическая		литологически-ограниченная	
Тип коллектора	поровый			
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	2 900	4 000	19 201	20 500
Средняя общая толщина, м	4,3	9,2	12,7	19,6
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,2	4,8	2,7	5,2
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	—	—	—	—
Коэффициент пористости, доли ед.	0,156	0,180	0,160	0,157
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,46	0,56	0,57	0,53
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,46	0,56	—	—
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,46	0,56	0,57	0,53
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	—	—	—	—
Проницаемость, ×10 ⁻³ мкм ²	10	20	8	3
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,47	0,70	0,20	0,29
Коэффициент расчлененности, доли ед.	4,5	6,0	3,6	5,7
Начальная пластовая температура, °С	84	84	96	96
Начальное пластовое давление, МПа	28,4	28,4	32,0	32,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,2	1,2	0,87	0,87
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,805	0,805	0,774	0,774
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,850	0,850	0,850	0,850
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	2 635–2654	2 744	—	—
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,111	1,111	1,183	1,183
Содержание серы в нефти, %	2,04	2,04	1,85	1,60
Содержание парафина в нефти, %	1,51	1,51	2,57	3,62
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,3	8,3	10,5	10,5
Газовый фактор, м ³ /т	50	50	67	67
Содержание сероводорода, %	—	—	—	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,38	0,38	0,34	0,34
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,994	0,994	0,995	0,995
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,012	1,012	1,014	1,014
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴				
нефти	10,9	10,9	13,0	13,0
воды	4,7	4,7	4,7	4,7
породы	2,5	2,5	2,3	2,3
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,420	0,492	0,494	0,449

Рогожниковское месторождение

Параметры	Объекты			
	ВК ₁	ЮК ₀	ЮК ₁	ЮК ₂₋₃
Средняя глубина залегания кровли, м	1 553.2	2 446	2 468	2 613
Тип залежи	пластово-сводовая, тектонически экранированная	литологически ограниченная		
Тип коллектора	терпгенный поровый			
Площадь нефтегазоносности, тыс.м²	323 405	20 000	4 000	600 800
Средняя общая толщина, м	16.6	6.3	28.0	16.1
Средняя газонасыщенная толщина, м	-	-	-	-
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5.8	3.9	3.8	5.0
Пористость, %	24-25	8	10	12-15
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0.48-0.52	0.85	0.9	0.46-0.62
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0.48-0.52	-	-	-
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0.48-0.52	0.85	0.9	0.46-0.62
Проницаемость, ×10 ⁻³ мкм²	13.22	4.70	1.00	1.1
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.62	0.59	0.13	0.41
Расчлененность, ед.	6.4	3.0	4.0	4.2
Начальная пластовая температура, °С	66	103	100	110
Начальное пластовое давление, МПа	14.5-16	26	24.5	26
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4-8.39	0.75	0.48	0.64
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м³	0.806-0.823	0.627	0.678	0.678
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³	0.854-0.855	0.810	0.815	0.824
Абсолютная отметка ГНК, м	-	-	-	-
Абсолютная отметка ВНК, м	1433-1484.9	-	-	-
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.049-1.084	1.380	1.406	1.368
Содержание серы в нефти, %	0.34	0.29	0.22	0.29
Содержание парафина в нефти, %	5.71	4.13	4.16	3.89
Давление насыщения нефти газом, МПа	4.7-5.0	8.6	12.8	11.8
Газосодержание нефти, м³/т	15-22	60	141	120
Содержание сероводорода, %	-	-	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0.5	0.28	0.28	0.28
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с	0.495	0.269	0.269	0.269
Плотность воды в пластовых условиях, т/м³	0.999	0.979	0.979	0.974
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м³	1.010	1.017	1.017	1.017
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴				
нефти	7.7-8.7	14.1	20.9	19.5
воды	4.6	4."	4."	4"
породы	0.38	0.66	0.77	0.55
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.521	н/о*	н/о	0.427
Коэффициент продуктивности, м³/(сут·МПа)	0.8	0.2	н/о	1.6

Примечание: * – не определялся.

Параметры	Объекты			
	ЮК ₄	ЮК ₃	Триас (Тр)	Палеозой (Рз)
Средняя глубина залегания кровли, м	2 654,3	2 677,7	2 694,8	2 628
Тип залежи	литологически ограниченная		пластово-сводовая, литологически экранированная (северная залежь) литологически ограниченная (южная залежь)	литологически ограниченная
Тип коллектора	теригенный-поровый		трещинно-кавернозно-поровый	трещинно-кавернозно-поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	703 497	24 2673	351 089	3 140
Средняя общая толщина, м	12,3	7,5	235,1	105
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,4	2,1	15 6	5,8
Пористость, %	14–16	13–15	14–20	17
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,51–0,63	0,52–0,55	0,54–0,58	0,54
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	—	—	—	—
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,51–0,63	0,52–0,55	0,54–0,58	0,54
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	0,9	0,5	3,4	1,14
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,55	0,66	0,34	0,57
Расчлененность, ед.	3,7	2,6	30,7	4
Начальная пластовая температура, °С	110	110	116	116
Начальное пластовое давление, МПа	26	26	27,6	28
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,64	0,64	0,62–0,85	0 62
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,678	0,678	0,708–0,755	0,708
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,824	0,824	0,824–0,830	0,824
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	—	—	26166	—
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	0,368	0,368	1,183–1 295	1,295
Содержание серы в нефти, %	0,29	0,29	0,31	0,31
Содержание парафина в нефти, %	3,89	3,89	3,77	3,77
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,8	11,8	11,1	11,1
Газосодержание нефти, м ³ /т	60–120	60	63–94	94
Содержание сероводорода, %	—	—	—	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,28	0,28	0,26	0,26
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с	0,269	0,269	0,248	0,248
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,974	0,974	0,967	0,967
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,017	1,017	1 017	1,017
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴				
нефти	19,5	19,5	13,9–165	16,5
воды	4,7	4,7	4,7	4,7
породы	0,49	0,50	0,50	0,45
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,427	0,427	0,511	0,511
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	1,6	1,6	5,6	1,1

Ново-Быстринское месторождение

Параметры	Пласты	
	Ач ₂	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2 515	2 694
Тип залежи	пластовая, сводовая	пластовая, сводовая, литологически экранированная
Тип коллектора	поровый	
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	1 963	34 275
Средняя общая толщина, м	16,6	12,6
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,4	1,7
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	2,2	1,4
Коэффициент пористости, доли ед.	0,18	0,18
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	—	0,57
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,47	0,57
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,47	0,57
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	—	—
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	13	16
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,41	0,31
Расчлененность, ед.	10	4,2
Начальная пластовая температура, °С	67	80
Начальное пластовое давление, МПа	25,2	29,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	5,24	2,40
Плотность нефти		
в пластовых условиях, т/м ³	0,840	0,770
в поверхностных условиях, т/м ³	0,882	0,860
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	2 525	2 726,4
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,077	1,149
Содержание серы в нефти, %	1,46	2,40
Содержание парафина в нефти, %	4,55	3,57
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,1	6,6
Газовый фактор, м ³ /т	33	30
Содержание сероводорода, %	—	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,47	0,40
Плотность воды		
в пластовых условиях, т/м ³	1,000	1,002
в поверхностных условиях, т/м ³	1,010	1,016
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴		
нефти	8,9	9,3
воды	4,6	4,6
породы	2,5	2,3
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,337	0,499
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	0,80	0,20

Савуйское месторождение

Параметры	Продуктивные пласты			
	АС ₄	АС ₅₋₆	БС ₁₀	ЮС ₂ ¹
Средняя глубина залегания кровли, м	1 854	1 868	2 334	2 811
Тип залежи	ПС	ЛЗ, водоплав.	ПС	ЛС
Тип коллектора	поровый			
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	7 721	1 035	113 198	130 359
Площадь газоносности, тыс.м ²	18 202	—	—	—
Средняя общая толщина, м	8,5	12,9	26,5	18,3
Средняя газонасыщенная толщина, м	3,1	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,3	2,4	9,6	2,6
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	2,4	3,6	5,4	—
Коэффициент пористости, доли ед.	0,23	0,25	0,23	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	—	—	0,62	0,65
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,39	0,53	0,53	—
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,39	0,53	0,57	0,65
Средний коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	0,52	—	—	—
Проницаемость, ×10 ⁻³ мкм ²	27/60*	162	197	5
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,407/0,683*	0,514	0,573	0,244
Расчлененность	3	2	5	4
Начальная пластовая температура, °С	57	57	68	86
Начальное пластовое давление, МПа	17,86	17,86	23	28
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	5,91	5,91	3,02	4,52
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,850	0,850	0,807	0,839
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,913	0,913	0,873	0,884
Абсолютная отметка ГНК, м	−1782	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	−1786	−1791,6	−2276	—
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,113	1,113	1,124	1,08
Содержание серы в нефти, %	1,13	1,13	1,79	2,16
Содержание парафина в нефти, %	0,75	0,75	4,12	3,3
Давление насыщения нефти газом, МПа	13,3	13,3	10,1	8,1
Газовый фактор, м ³ /т	51	51	49	30
Содержание сероводорода, %	отсутствует			
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,55	0,55	0,46	0,36
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,007	1,007	0,999	0,992
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,013	1,013	1,011	1,015
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴ :				
нефти	9,7	9,7	9,2	9,4
воды	4,6	4,6	4,6	4,7
породы	5,9	5,9	5,7	0,36
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,403	0,471	0,577	0,403

Примечание: * — в газонасыщенной части/в нефтенасыщенной части.

Родниковое месторождение

Параметры	Эксплуатационные объекты					
	БС ₁₀ ⁰	БС ₁₀ ¹	БС ₁₁ ³	БС ₁₂ ¹⁻³	ЮС ₁	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2 267– 2 272	2 309– 2 314	2 436	2 480– 2 485	2 799– 2 824	2 897– 2 957
Тип залежи*	ПС, ЛЭ	ПС, ЛЭ	ЛЭ	ПС, ЛЭ	ПС, ЛЭ	ЛЭ
Тип коллектора	поровый					
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	23 832	17 024	3 035	253 746	46 792	433 517
Средняя общая толщина, м	7,5	5,4	–	19,9	15,5	7,7–9,7
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,0–2,4	2,3–2,7	1,8	1,2–4,8	0,4–5,3	1,5–3,7
Коэффициент пористости, доли ед.	0,24	0,23	0,21	0,23	0,18	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,63	0,56	0,57	0,62	0,57	0,70
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,60	0,56	0,57	0,61	0,56	–
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,60	0,56	0,57	0,61	0,57	0,70
Проницаемость, ×10 ⁻³ мкм ² (керна)	89,0	139,0	–	141,0	32,0	4,3
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,67	0,74	–	0,55	0,62	0,55– 0,60
Расчлененность	2,7	3,2	–	6,0	3,7	3,0–3,2
Начальная пластовая температура, °С	73	73	75	75	87	87
Начальное пластовое давление, МПа	22,3	22,3	24,4	24,4	27,5	27,5– 28,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,77	4,77	2,29	2,29	0,8– 1,78	1,78
Плотность нефти в пластовых усл., т/м ³	0,821	0,821	0,780	0,780	0,754– 0,788	0,788– 0,796
Плотность нефти в поверхностных усл., т/м ³	0,887	0,887	0,859	0,859	0,828– 0,860	0,860
Абсолютная отметка ВНК, м	–2215,0 –2220,9	–2255,0	–2378,2	–2412,0 –2424,7	–2745,0 –2782,1	–
Объемный коэффициент нефти, дед.	1,112	1,112	1,161	1,161	1,150– 1,205	1,150
Содержание серы в нефти, %	2,05	2,05	1,69	1,69	1,67	1,33
Содержание парафина в нефти, %	3,12	3,12	2,64	2,64	2,85	3,45
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,0	10,0	12,7	12,7	10,0	10,0
Газовый фактор, м ³ /т	39	39	62	62	56–94	56
Содержание сероводорода, %	отсутствует					
Вязкость воды в пластовых усл., мПа·с	0,42	0,42	0,42	0,42	0,36	0,36
Плотность воды в пластовых усл., т/м ³	0,998	0,998	0,998	0,998	0,992	0,992
Плотность воды в поверхностных усл., т/м ³	1,014	1,014	1,014	1,014	1,015	1,015
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴						
нефти	9,7	9,7	11,9	11,9	11,5	11,5
воды	4,6	4,6	4,6	4,6	4,7	4,7
породы	5,0	5,0	2,0	5,0	6,5	4,0

Примечание: * – типы залежей: ПС - пластово-сводовая, ЛЭ - цитологически экранированная.

Русскинское месторождение

Параметры	Пласты					
	БС ₁₁ ¹	БС ₁₆ ⁰	БС ₁₆	БС ₁₇ ⁰	БС ₁₈	БС ₁₉
Средняя глубина залегания кровли, м	2293–2387	2819	2823	2836	2620	2620
Тип залежи*	ПС	ПС+ЛЭ	ПС+ЛЭ	ПС+ЛЭ	ПС	ПС
Тип коллектора	поровый					
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	51258	7184	16 931	6509	5329	672
Средняя общая толщина, м	13,8	12	18,8	11,3	11,0	9,6
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,5	2,2	2,6	0,9	3,9	0,4
Коэффициент пористости, доли ед.	0,21	0,19	0,19	0,16	0,20	0,17
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,69	0,66	0,65	0,59	0,46	0,40
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,61	0,65	0,61	0,59	0,41	0,39
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,65	0,66	0,64	0,59	0,46	0,40
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	167	17	11	2	64	2
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,47	0,37	0,31	0,20	0,56	0,14
Расчлененность, ед.	1,8	2,0	4,0	3,0	1,3	1,5
Начальная пластовая температура, °С	71	85	85	85	80,3	80,3
Начальное пластовое давление, МПа	23,9	28,8	28,8	28,8	26,9	26,9
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,12	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,799	0,793	0,793	0,793	0,793	0,793
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,862	0,844	0,844	0,844	0,844	0,844
Абсолютная отметка ВНК, м	–2310,4 –2390,8	–2820,9	–2822,6 –2842,9	–2837,2	–2627,5	–2614,2 –2628,3
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,126	1,136	1,136	1,136	1,136	1,136
Содержание серы в нефти, %	1,–1	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59
Содержание парафина в нефти, %	2,8	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,0	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
Газовый фактор, м ³ /т	54	63	63	63	63	63
Содержание сероводорода, %	отсутствует					
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,39	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,997	0,993	0,993	0,993	0,993	0,993
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,016	1,016	1,016	1,016	1,016	1,016
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴						
нефти	11,4	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
воды	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
породы	3 0	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,5–15	0,487	0,481	0,424	0,417	0,324
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	6,41					

Параметры	Пласты					
	БС ₂₀	БС ₂₁	ЮС ₁ ¹	ЮС ₁ ²	ЮС ₂ ¹	ЮС ₂ ²
Средняя глубина залегания кровли, м	2 635	2 637	2 671–2 862	2 674	2 860	2 750–2 980
Тип залежи*	ПС	ПС	ПС + ЛЗ, ПВ	ПС	П + ТЛЗ	ПС + ТЛЗ + СЛ
Тип коллектора	поровый					
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	3 627	5 597	192 098	17 519	747 376	113 492
Средняя общая толщина, м	13,2	7,9	14,8	12,1	16,3	9,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,9	1,9	4,5	4,7	3,4	2,2
Коэффициент пористости, доли ед.	0,20	0,29	0,18	0,18	0,15	0,15
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,42	0,59	0,61	0,61	0,68	0,53
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,39	0,48	0,56	0,57	–	0,44
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,41	0,48	0,59	0,58	0,68	0,52
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	22	57	146	47	22	21
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,35	0,42	0,40	0,40	0,31	0,28
Расчлененность, ед.	2,3	1,4	2,8	3,2	4,3	1,8
Начальная пластовая температура, °С	80,3	80,3	85,8	85,8	88	88
Начальное пластовое давление, МПа	27,1	27,1	27,8	27,8	28,6	28,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,00	2,00	1,11	1,11	3,78	3,78
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,993	0,793	0,725	0,725	0,830	0,830
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,844	0,844	0,835	0,835	0,878	0,878
Абсолютная отметка ВНК, м	–2 654,3	–2 645,3– 2 654,5	–2 681,4– 2 953,8	–2 683	–	–2 753,3– 3 009,6
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,136		1,263		1,084	
Содержание серы в нефти, %	1,59	1,59	0,99	0,99	1,68	1,68
Содержание парафина в нефти, %	2,89	2,89	2,75	2,75	3,23	3,23
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,2	9,2	12,0	12,0	7,5	7,5
Газовый фактор, м ³ /т	63	63	95	95	29	29
Содержание сероводорода, %	отсутствует					
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,36	0,36	0,35	0,35	0,34	0,34
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,993	0,993	0,993	0,993	0,993	0,993
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,016	1,016	1,017	1,017	1,018	1,018
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴						
нефти	12,6	12,6	15,3	15,–1	9,0	9,0
воды	4,6	4,6	4,7	4,7	4,7	4,7
породы	5,3	5,3	5,5	5,5	2,0	2,0
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,385	0,506	0,521	0,517	0,481	0,416
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа			7,38		2,87	

Примечание: * – типы залежей: ПС – пластово-сводовая, ЛЗ – литологически экранированная, П – пластовая, СЛ – структурно-литологическая, ТЛЗ – тектонически и литологически экранированная, ПВ – подстилаемая водой.

Конитлорское месторождение

Параметры	Пласты			
	БС ₁₀ ⁰	ЮС ₀ ^K	ЮС ₁	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2386	2654	2727	2780
Тип залежи*	ПС+ЛЭ	ЛЭ	СЛ(3), ПС	СЛ(2), ЛЭ
Тип коллектора	поровый			
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	208847	2136	29982	11261
Средняя общая толщина, м	29,4	12,1	14,5	12,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	12,0	1,6	2,0	0,9
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	7,3	–	1,–1	2,9
Коэффициент пористости, доли ед.	0,20	0,18	0,17	0,18
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,60	0,66	0,57	0,59
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,51	–	0,58	0,57
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,60	0,66	0,57	0,59
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	38	13	5	8
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,535	0,221	0,256	0,200
Расчлененность, ед.	7	2	4	2
Начальная пластовая температура, °С	78	80	88	90
Начальное пластовое давление, МПа	24,9	26,8	28,0	29,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,86	2,20	0,67	1,51
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа·с	9,2	13,4	3,8	10,8
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,796	0,808	0,729	0,791
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,852	0,862	0,822	0,856
Абсолютная отметка ВНК, м	–2444,5	–	–2794,8– 2866,2	–2666– 2723,9
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,11	1,11	1,25	1,14
Содержание серы в нефти, %	1,40	1,61	1,38	1,70
Содержание парафина в нефти, %	2,89	3,43	3,16	2,72
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,6	10,7	12,8	11,5
Газовый фактор, м ³ /т	42	51	103	61
Содержание сероводорода, %	отсутствует			
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,40	0,39	0,35	0,34
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,993	0,996	0,993	0,993
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,011	1,014	1,017	1,018
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴				
нефти	10,9	11,4	17,8	12,2
воды	4,7	4,7	4,7	4,7
породы	4,8	3,1	5,6	3,6

Примечание: * – типы залежей: ПС – пластово-сводовая, ЛЭ – литологически экранированная, СЛ – структурно-литологическая, МС – массивная, ЛЭ – литологически замкнутая.

Параметры	Ачимовская толща				
	Ачим ₁	Ачим ₂	Ачим ₃	Ачим ₄	Ачим ₅
Средняя глубина залегания кровли, м	2 587	2 615	2 613	2 622	2 639
Тип залежи*	ПС, ПС+ЛЭ(3), МС(2)	ПС+ЛЭ(1), МС+ЛЭ(3), МС(3)	ПС(1). водопл.(2), пс+лэ	ПСПЭ	ПС водопл., ПС+ЛЭ
Тип коллектора	поровый				
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	258 178	28 303	4 690	3 887	1 614
Средняя общая толщина, м	26,5	14,3	15,3	17,0	14,3
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,9	2,6	2,5	3,7	3,7
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	8,3	8,1	8,4	9,1	6,4
Коэффициент пористости, доли ед.	0,19	0,18	0,20	0,20	0,17
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,63	0,62	0,61	0,62	0,62
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,59	0,56	0,62	0,62	0,62
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,60	0,57	0,62	0,62	0,62
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	18	12	25	19	9
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,526	0,457	0,586	0,503	0,673
Расчлененность, ед.	5	4	3	4	4
Начальная пластовая температура, °С	80	80	80	80	80
Начальное пластовое давление, МПа	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа·с	13,4	13,—1	13,—1	13,4	13,4
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,808	0,808	0,808	0,808	0,808
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862
Абсолютная отметка ВНК, м	–2600 –2683,5	–2587 –2648,2	–2589 –2679,8	–2615,8 –2626	–2632,8 –2641,6
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
Содержание серы в нефти, %	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61
Содержание парафина в нефти, %	3,43	3,43	3,43	3,43	3,43
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7
Газовый фактор, м ³ /т	51	51	51	51	51
Содержание сероводорода, %	отсутствует				
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,996	0,996	0,996	0,996	0,996
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,014	1,01–1	1,014	1,014	1,014
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴					
нефти	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
воды	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
породы	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1

Примечание: * – типы залежей: ПС – пластово-сводовая, ЛЭ – литологически экранированная, СП – структурно-литологическая, МС – массивная.

Западно-Сукурьяумское месторождение

Параметры	Пласт ЮС ₀ ^{K1}
Средняя глубина залегания кровли, м	2736,4
Тип залежи	литологически экранированная
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	30149
Средняя общая толщина, м	13,8
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	8,8
Коэффициент пористости, доли ед.	0,19
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,51
Коэффициент нефтенасыщенности ВИЗ, доли ед.	0,51
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,51
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	11,5
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,80
Расчлененность, ед.	4,0
Начальная пластовая температура, °С	89
Начальное пластовое давление, МПа	28,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,10
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,722
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,822
Абсолютная отметка ВНК, м	-2751
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,250
Содержание серы в нефти, %	1,66
Содержание парафина в нефти, %	2,71
Давление насыщения нефти газом, МПа	12,2
Газовый фактор, м ³ /т	103
Содержание сероводорода, %	отсутствует
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,35
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с	1,00
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,994
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,019
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴	
нефти	17,6
воды	4,7
породы	
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,481
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	0,56

Нижне-Сортымское месторождение

Параметры	Пласты		
	АС ₁₂	АЧ ₂	АЧ ₃
Средняя глубина залегания кровли, м	2 280	2 763	2 781
Тип залежи	пластово-сводовая, литологически экранированная	пластово-сводовая, литологически и тектонически экранированная	
Тип коллектора	поровый		
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	294 229	24 833	21 835
Средняя общая толщина, м	10,9	16,5	19,3
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	6,2	7,4	10,1
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	2,7	6,5	2,7
Коэффициент пористости, доли ед.	0,22	0,17	0,17
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,59	0,64	0,65
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,5	—	0,66
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,59	0,64	0,65
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	—	—	—
Проницаемость, ×10 ⁻³ мкм ²	56	4	4
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,56	0,43	0,36
Коэффициент расчлененности, доли ед.	3	5,4	5,2
Начальная пластовая температура, °С	65	80	80
Начальное пластовое давление, МПа	23	27	27
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,09	2,2	2,2
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	791	808	808
Плотность нефти в поверхность, условиях, кг/м ³	847	862	862
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	2 285–2 333,4	2 727,7–2 797,8	2 754,5–2 817,8
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,119	1,112	1,112
Содержание серы в нефти, %	0,48	1,02	1,02
Содержание парафина в нефти, %	3,2	3,76	3,76
Давление насыщения нефти газом, МПа	9	10,7	10,7
Газовый фактор, м ³ /т	51	51	51
Содержание сероводорода, %	отсутствует		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,49	0,39	0,39
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	998	989	989
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1 009	1 007	1 007
Сжимаемость нефти, 1·МПа·10 ⁻⁴	12,1	11,4	11,4
Сжимаемость воды, 1·МПа·10 ⁻⁴	4,6	4,7	4,7
Сжимаемость породы, 1·МПа·10 ⁻⁴	3	3	3
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,488	0,606	0,595

Параметры	Пласты	
	ЮС ₀	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2 813	2 880
Тип залежи	—	пластово-сводовая литологически экранированная
Тип коллектора	трещинный, кавернозно- трещинный	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	6 280	311 384
Средняя общая толщина, м	—	12,3
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,2	3,8
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	—	—
Коэффициент пористости, доли ед.	0,08	0,17
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,85	0,64
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	—	—
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,85	0,64
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	—	—
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	—	4
Коэффициент песчанистости, доли ед.	—	0,31
Коэффициент расчлененности, доли ед.	—	3,4
Начальная пластовая температура, °С	102	85
Начальное пластовое давление, МПа	43	28
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,8	2,6
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	787	804
Плотность нефти в поверхност, условиях, кг/м ³	855	869
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	—	–2 935
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,151	1,135
Содержание серы в нефти, %	1,04	0,85
Содержание парафина в нефти, %	4,62	3,1
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,4	10
Газовый фактор, м ³ /т	55	53
Содержание сероводорода, %	отсутствует	
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,3	0,36
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	987	986
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1 009	1 009
Сжимаемость нефти, $1 \cdot \text{МПа} \cdot 10^{-4}$	11,9	10,9
Сжимаемость воды, $1 \cdot \text{МПа} \cdot 10^{-4}$	4,8	4,7
Сжимаемость породы, $1 \cdot \text{МПа} \cdot 10^{-4}$	3	3
Коэффициент вытеснения, доли ед.	—	0,577

Алехинское месторождение

Параметры	Пласты				
	АС ₉	АС ₁₀	АС ₁₁ ¹	АС ₁₁	АС ₁₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2 093,8– 2 188,3	2 111,7– 2 207,5	2 138,9– 2 232,7	2 151,3– 2 242,3	2 171,7– 2 263,7
Тип залежи	пластово-сводовая	пластово-сводовая, массивная	пластово-сводовая	пластово-сводовая, массивная	
Тип коллектора	поровый				
Площадь нефтегазоносности, тыс.м²	45 432	35 080	18 200	24 057	40 297
Средняя общая толщина, м	16,6	26,8	9,3	24,2	22,9
Средняя газонасыщенная толщина, м	–	–	–	–	–
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,7	6,5	2,2	4,1	4,2
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	3,8	11,1	3,7	7,5	4,7
Коэффициент пористости, доли ед.	0,22	0,22	0,21	0,21	0,22
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,64	0,65	0,57	0,55	0,57
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,54	0,55	0,50	0,54	0,49
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,60	0,56	0,55	0,54	0,53
Проницаемость, ×10 ^{–3} мкм²	151,0	131,9	68,9	72,2	101,2
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,41	0,61	0,37	0,40	0,33
Расчлененность	2,0	4,6	2,0	4,9	3,6
Начальная пластовая температура, °С	74		73		74
Начальное пластовое давление, МПа	21,9	22,0	22,1		23
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,7	1,5	1,6		1,8
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа·с	22,3	9,0	13,0		13,7
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м³	0,820	0,805	0,797		0,785
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³	0,860	0,850	0,857		0,852
Абсолютная отметка ВНК, м	2 119	2 129,3– 2 136,1	2 154	2 166– 2 196,1	2 190,1– 2 211,8
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,162	1,190	1,162		1,136
Содержание серы в нефти, %	1,0	0,8	0,9		0,7
Содержание парафина в нефти, %	2,3	2,5			2,0
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,5	9,5	9,3		8,9
Газосодержание, м³/т	66	76	59		54
Содержание сероводорода, %	отсутствует				
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,43				
Плотность воды в пластовых условиях, т/м³	0,993				
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м³	1,009				
Сжимаемость, 1/МПа·10 ^{–4}					
нефти	12,3	13,6	12,8		12,4
воды	4,6				
породы	3,0				
Коэффициент продуктивности, м³/сут·МПа	10,1	11,8	2,1	8,8	7,4
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,463	0,434	0,426	0,418	0,409

Параметры	Пласты			
	Ачим ₁	Ачим ₂	Ачим ₃	Ачим ₄
Средняя глубина залегания кровли, м	2 548,8– 2 691,6	2 563,6– 2 700	2 611,6– 2 738,6	2 657,4– 2 766,6
Тип залежи	пластово-сводовая			
Тип коллектора	поровый			
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	7 702	13 022	4 164	2 979
Средняя общая толщина, м	16,0	27,6	35,8	39,0
Средняя газонасыщенная толщина, м	–	–	–	–
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,6	4,7	7,7	5,4
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	3,6	9,2	11,9	13,1
Коэффициент пористости, доли ед.	0,17	0,17	0,17	0,16
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,53	0,50	0,47	0,44
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,44	0,43	0,46	0,39
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,49	0,47	0,46	0,43
Проницаемость, ×10 ⁻³ мкм ²	6,6	7,3	5,5	4,8
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,36	0,35	0,41	0,27
Расчлененность	3,2	5,0	8,0	7,5
Начальная пластовая температура, °С	80			
Начальное пластовое давление, МПа	27,5			
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	3,3			
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа·с	35,3			
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,810			
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,870			
Абсолютная отметка ВНК, м	2 629,6– 2 661,5	2 656,0– 2 693,9	2 697,1– 2 704,4	2 724,1
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,123			
Содержание серы в нефти, %	1,6			
Содержание парафина в нефти, %	2,7			
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,0			
Газосодержание, м ³ /т	50			
Содержание сероводорода, %	отсутствует			
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,39			
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,998			
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,017			
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴				
нефти	10,3			
воды	4,7			
породы	3,0			
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	0,4		0,3	–
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,363	0,336	0,336	0,274

Параметры	Пласты	
	ЮС ₀	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2 715–2 778	2 755,4–2 852,3
Тип залежи	литологически экранированная	пластово-сводовая, литологически экранированная
Тип коллектора	кавернозно-трещинный	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	8 424	20 447
Средняя общая толщина, м		11,4
Средняя газонасыщенная толщина, м	–	–
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,2	5,2
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м		1,8
Коэффициент пористости, доли ед.	0,08	0,16
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,80	0,50
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	–	0,37
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,80	0,49
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²		5,1
Коэффициент песчаности, доли ед.		0,47
Расчлененность		4,2
Начальная пластовая температура, °С	102	84
Начальное пластовое давление, МПа	43,4	28,7
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,8	2,4
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа·с	16,0	30,0
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,787	0,807
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,855	0,875
Абсолютная отметка ВНК, м	–	2 865,1–2 866,5
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,149	1,136
Содержание серы в нефти, %	1,0	1,2
Содержание парафина в нефти, %	2,6	3,2
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,4	9,5
Газосодержание, м ³ /т	55	43
Содержание сероводорода, %	отсутствует	
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,31	0,37
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,988	0,996
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,017	
Сжимаемость, $1/\text{МПа} \cdot 10^{-4}$		
нефти	11,9	10,5
воды	4,8	4,7
породы		3,0
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	0,7	0,7
Коэффициент вытеснения, доли ед.		0,456

Камыньское месторождение

Параметры	Пласты		
	АС ₁₁ ¹	АС ₁₁	АС ₁₂
Средняя глубина залегания кровли, м	–2 189	–2 200	–2 231
Тип залежи	пластово-сводовая		
Тип коллектора	поровый		
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	4 436	83 530	3 140
Средняя общая толщина, м	1,8	13,7	11,6
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	–	–	–
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,6	4,6	1,1
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	–	3,0	–
Коэффициент пористости, доли ед.	0,21	0,20	0,22
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,51	0,59	0,45
нефтяная зона (НЗ)	0,52	0,61	–
водонефтяная зона (ВНЗ)	0,49	0,56	0,45
Коэффициент газонасыщенности, доли ед.	–	–	–
Проницаемость (ГИС), ×10 ^{–3} мкм ²	27	55	60
Коэффициент песчаности, доли ед.	1,0	0,46	0,38
Коэффициент расчлененности, ед.	1,0	3,0	1,0
Начальная пластовая температура, °С	80	80	80
Начальное пластовое давление, МПа	21,0	21,0	22
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,59	1,59	1,26
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,795	0,795	0,793
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,858	0,858	0,850
Абсолютная отметка ГНК, м	–	–	–
Абсолютная отметка ВНК, м	–2 192,0	–2 204–2 225	–2 233,0
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,132	1,132	1,13
Содержание серы в нефти, %	0,8	0,8	0,6
Содержание парафина в нефти, %	2,63	2,63	1,8
Давление насыщения нефти газом, МПа	6,0	6,0	10,2
Газовый фактор, м ³ /т	39	39	61
Содержание сероводорода в газе, %	отсутствует		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,986	0,986	0,986
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,009		
Сжимаемость нефти, 1/МПа·10 ^{–4}	10,9	10,9	12,8
Сжимаемость воды, 1/МПа·10 ^{–4}	4,7	4,7	4,7
Сжимаемость породы, 1/МПа·10 ^{–4}	2	2	2
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,496	0,500	0,493
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	3,84	2,88	–

Параметры	Пласты			
	БС ₁	БС ₆	БС ₁₈	БС ₂₀₋₂₂
Средняя глубина залегания кровли, м	–2 337	–2 366	–2 654	–2 699
Тип залежи	литологически экранированная			
Тип коллектора	поровый			
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	6 827	609	25 814	120 812
Средняя общая толщина, м	21,5	18,5	15,0	52,8
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	–	–	–	–
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,0	1,2	5,5	4,0
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	5,2	5,8	4,4	2,5
Коэффициент пористости, доли ед.	0,20	0,19	0,16	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,66	0,60	0,42	0,43
нефтяная зона (НЗ)	0,66	0,60	0,42	0,44
водонефтяная зона (ВНЗ)	0,66	0,60	0,40	0,39
Коэффициент газонасыщенности, доли ед.	–	–	–	–
Проницаемость (ГИС), $\times 10^{-3}$ мкм ²	73	19	3	4
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,61	0,42	0,44	0,18
Коэффициент расчлененности, ед.	4,0	2,0	4,0	5,8
Начальная пластовая температура, °С	81	81	90	90
Начальное пластовое давление, МПа	23	23	26	26
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,9	4,9	4,0	4,0
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,826	0,826	0,828	0,828
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,882	0,882	0,875	0,875
Абсолютная отметка ГНК, м	–	–	–	–
Абсолютная отметка ВНК, м	–2343,2	–2368,1	–2671,4	–2732– 2758,4
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,102	1,088	1,088	1,088
Содержание серы в нефти, %	0,95	0,95	0,97	0,97
Содержание парафина в нефти, %	3,2	3,2	3,11	3,11
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,9	9,9	7,5	7,5
Газовый фактор, м ³ /т	42	42	33	33
Содержание сероводорода в газе, %				
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,39	0,39	0,35	0,35
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,986	0,986	0,98	0,98
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³				
Сжимаемость нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	9,1	9,1	10,0	10,0
Сжимаемость воды, 1/МПа·10 ⁻⁴	4,7	4,8	4,8	4,8
Сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	2	2	2	2
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,535	0,507	0,294	0,306
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	1,01	0,5	0,15	0,26

Параметры	Пласты	
	ЮС ₀	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	–2 765	–2 820
Тип залежи	литологически экранированная	
Тип коллектора	поровый	
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	12 322	17 312
Средняя общая толщина, м	27,3	30,0
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	–	–
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7,9	2,7
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	–	5,5
Коэффициент пористости, доли ед.	0,10	0,14
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,81	0,41
нефтяная зона (НЗ)	0,81	0,41
водонефтяная зона (ВНЗ)	–	0,41
Коэффициент газонасыщенности, доли ед.	–	–
Проницаемость (ГИС), $\times 10^{-3}$ мкм ²	–	8
Коэффициент песчанности, доли ед.	0,30	0,16
Коэффициент расчлененности, ед.	5,3	3,0
Начальная пластовая температура, °С	86	95
Начальное пластовое давление, МПа	42,9	28
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,1–1,35	2,0
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,78–0,81	0,800
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,849–0,859	0,861
Абсолютная отметка ГНК, м	–	–
Абсолютная отметка ВНК, м	–	–
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,119–1,157	1,140
Содержание серы в нефти, %	1,06	0,98
Содержание парафина в нефти, %	3,49	3,71
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,62–9,5	10,0
Газовый фактор, м ³ /т	54–62	62
Содержание сероводорода в газе, %		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,36	0,33
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,98	0,977
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³		
Сжимаемость нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	11,5–12,2	11,0
Сжимаемость воды, 1/МПа·10 ⁻⁴	4,8	4,8
Сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	2	2
Коэффициент вытеснения, доли ед.	–	0,227
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	0,22	0,28

Мурьяунское месторождение

Параметры	Пласты				
	АС ₄ ⁰	АС ₄	АС ₉	АС ₁₀	БС ₇ ¹
Средняя глубина залегания кровли, м	2 065	2 100	2 176	2 189	2 528
Тип залежи	ЛЗ	ПС			ЛЗ
Тип коллектора	поровый				
Площадь нефтегазоносности, тыс.м²	368	14 643	175 876	132 913	10 837
Средняя общая толщина, м	8,3	10,6	10,2	26,5	1,2
Средняя эффективная толщина, м	0,7	5,3	5,9	14,5	0,2
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	0,7	3,1	4,4	7,1	0,2
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	—	2	2,4	6,2	—
Пористость, %	18	19	24	23	23
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,34	0,38	0,61	0,57	0,63
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	—	0,38	0,55	0,5	—
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,34	0,38	0,59	0,53	0,63
Проницаемость, ×10 ⁻³ мкм²	17	6	105	139	4
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,08	0,5	0,58	0,55	1
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1	3	2,4	4,4	1
Начальная пластовая температура, °С	71	71	74	75	80
Начальное пластовое давление, МПа	20,6	20,6	21,6	21,5	25
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,24	2,24	2,24	2,65	2,05
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м³	0,837	0,837	0,835	0,845	0,825
Плотность нефти в поверхност, условиях, т/м³	0,856	0,856	0,856	0,866	0,851
Абсолютная отметка ВНК, м	—	2 090– 2 105	2 194	2 204– 2 217	—
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,11	1,11	1,11	1,10	1,14
Содержание серы в нефти, %	0,62	0,62	0,62	0,78	0,5
Содержание парафина в нефти, %	3,23	3,23	3,23	3,91	2,19
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,0	9,0	9,4	9,8	12,1
Газовый фактор, м³/т	44	44	44	40	56
Содержание сероводорода, %	—	—	—	—	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,45	0,45	0,43	0,42	0,41
Плотность воды в пластовых условиях, т/м³	0,997	0,997	0,996	0,996	0,996
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м³	1,012	1,012	1,011	1,011	1,012
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴					
нефти	8,4	8,4	8,4	7,8	8,7
воды	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
породы	3	3	3	3	3
Коэффициент вытеснения, доли ед.					
Средняя продуктивность, м³/(сут·МПа)	0,2	0,2	0,69	14,5	0,2

Пласт	Пласты				
	БС ₈ ¹	Ачим ₃	Ачим ₄	ЮС ₀	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2 530	2 734	2 766	2 895	2 910
Тип залежи	ПС, ЛЭ	ПС, ЛЭ	ПС, ЛЭ	ЛЭ	ПС, ЛЭ
Тип коллектора	поровый				
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	13 400	11 897	41 299	196 529	17 330
Средняя общая толщина, м	10,4	8,8	26,8	74,1	20
Средняя эффективная толщина, м	6,6	1,2	15	6,9	4,9
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,4	0,5	10,3	6,9	2
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	3,4	0,5	7,8	–	5
Пористость, %	16	16	18	17	16
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,56	0,43	0,47	0,64	0,52
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,5	0,36	0,43	–	0,47
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,54	0,43	0,45	0,64	0,49
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	2	1	3	2	5
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,64	0,14	0,56	0,1	0,24
Коэффициент расчлененности, доли ед.	5	1,5	8,3	6,5	3,6
Начальная пластовая температура, °С	80	85	85	92	92
Начальное пластовое давление, МПа	25	27	27	28,5	28,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,05	2,20	2,20	1,35	1,35
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,825	0,852	0,852	0,849	0,849
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,851	0,88	0,88	0,88	0,88
Абсолютная отметка ВНК, м	2 535	2 736	2 778	–	2 912–2 934
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,14	1,12	1,12	1,22	1,22
Содержание серы в нефти, %	0,5	1,12	1,12	1,22	1,51
Содержание парафина в нефти, %	2,19	3,05	3,05	3,46	4
Давление насыщения нефти газом, МПа	12,1	12,0	12,0	15,2	15,2
Газовый фактор, м ³ /т	56	50	50	80	80
Содержание сероводорода, %	–	–	–	–	–
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,41	0,33	0,33	0,31	0,31
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,996	0,985	0,985	0,987	0,987
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,012	1,013	1,013	1,019	1,019
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴					
нефти	8,7	7,3	7,3	7,3	7,3
воды	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
породы	3	3	3	3	3
Коэффициент вытеснения, доли ед.					
Средняя продуктивность, м ³ /(сут·МПа)	0,7	0,21	0,3	0,3	0,1

Примечание: * – типы залежей: ПС – пластово-сводовый, ЛЭ – литологически экранированный, ТЭ – тектонически экранированный, СЛ – структурно-литологическая, ВП – водоплавающий.

Биттемское месторождение

Параметры	Пласты		
	АС ₁₁	Ач ₁	ЮС ₀
Средняя глубина залегания кровли, м	4 543,8	2 643,2	2 726,9
Тип залежи	пластово-сводовая	структурно-литологическая	литологически ограниченная
Тип коллектора	поровый		порово-кавернозно-трещинный
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	138 330	7 048	1 766
Средняя общая толщина, м	19,2	19,3	9,6
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	6,1	2,3	9,6
Объем нефтенасыщенных породолы тыс.м ³	839552	16103	16954
Пористость, %	0,206	0,155	0,08
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,56	0,41	0,85
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,45	0,41	—
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,53	0,411	0,85
Проницаемость, мкм ²	0,024	0,001	0,003
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,45	0,34	—
Коэффициент расчлененности	5,8	6	—
Начальная пластовая температура, °С	80	90	100
Начальное пластовое давление, МПа	23	27	42
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,16	2,6	2,58
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа·с	8	24	23,2
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	764	826	782
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	845	870	868
Абсолютная отметка ВНК, м	2 287,9–2 317,1	2 652	—
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,206	1,086	1,181
Содержание серы в нефти, %	0,84	1,01	1,31
Содержание парафина в нефти, %	3,3	6,47	6,61
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,1	8,7	13
Газосодержание нефти, м ³ /т	87	35	64
Содержание сероводорода, %	отсутствует		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,39	0,34	0,32
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	989	985	989
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1 009	1 011	1 023
Сжимаемость нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	0,81		
Сжимаемость воды, 1/МПа·10 ⁻⁴	0,47		
Сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	0,2		

Тромъеганское месторождение

Параметры	Пласты		По объекту АС ₉₋₁₀
	АС ₉	АС ₁₀ ²	
Средняя глубина залегания кровли, м	2 249	2 263	2 249
Тип залежи	пластово-сводовая, литологически экранированная	пластово-сводовая	пластово-сводовая, литологически экранированная
Тип коллектора	поровый, терригенный		
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	193	24 032	24 032
Средняя общая толщина, м	7,2	19,6	36,8
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,4	7	7,1
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	1,7	3,3	4,7
Пористость, %	20	21	21
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,40	0,64	0,64
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,40	0,53	0,53
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,40	0,57	0,57
Средняя насыщенность газом газовой шапки, доли ед.	—	—	—
Проницаемость, мД	15*	73	73
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,23	0,53	0,32
Коэффициент расчлененности, ед.	2	4	4
Начальная пластовая температура, °С	72	73	73
Начальное пластовое давление, МПа	22,5	22,6	22,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	3,7	2	2,05
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,88	0,848	0,848–0,880
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,883	0,853	0,883 – 0,853
Абсолютная отметка ВНК, м	2 254	2 273	2 254–2 273
Объемный коэффициент нефти, ед.	1,064	1,1	1,064–1,1
Содержание серы в нефти, %	0,53	0,52	0,52
Содержание парафина в нефти, %	2,04	2,34	2,04–2,34
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,3	7,8	7,3–7,8
Газосодержание нефти, м ³ /т	27	38	38
Содержание сероводорода, %	н/обн.	н/обн.	н/обн.
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,43	0,43	0,43
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,995	0,994	0,994
Плотность воды в поверхност. условиях, т/м ³	1,01	1,01	1,01
Сжимаемость нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	8,5		
Сжимаемость воды, 1/МПа·10 ⁻⁴	4,6		
Сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	4		
Коэффициент вытеснения	0,375	0,492	0,492

Примечание: * — по нефтенасыщенной части пласта АС₉.

Восточно-Тромъеганское месторождение

Параметры	Объекты		
	АС ₁₀ ¹	АС ₁₀ ²	ЮС ₀ ^к
Средняя глубина залегания кровли, м	2 239	2 242	2 837
Тип залежи	структурно-литологическая	массивная	тектонически-экранированная
Тип коллектора	терригенный поровый		
Площадь нефтеносности, км ²	8,89	33,44	42,01
Средняя общая толщина, м	1,9	19,5	38,7
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,3	5,7	6,5
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	0	6,2	3
Пористость, %	20	21	17
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,48	—	0,44
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,46	0,50	0,42
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,479	0,50	0,43
Средняя насыщ. газом газовой шапки, доли ед.	—	—	—
Проницаемость, мД	137	72	1,5
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,75	0,61	0,25
Коэффициент расчлененности, ед.	1,2	5,3	8,3
Начальная пластовая температура, °С	73	72	95
Начальное пластовое давление, МПа	23,5	23,0	28,5
Вязкость нефти в пласт, условиях, МПа·с	2,6	2,2	0,69
Плотность нефти в пласт, условиях, т/м ³	0,834	0,801	0,719
Плотность нефти в поверх, условиях, т/м ³	0,849	0,851	0,828
Абсолютная отметка ВНК, м	2 245,3	2 248,4	2 858
Объемный коэффициент нефти, ед.	1,03	1,093	1,278
Содержание серы в нефти, %	0,77	0,56	0,78
Содержание парафина в нефти, %	4,04	2,7	4,34
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,4	9,1	13
Газосодержание нефти, м ³ /т	19	41	102
Содержание сероводорода, %	нет данных		
Вязкость воды в пласт, условиях, МПа·с	0,43	0,43	0,33
Плотность воды в пласт, условиях, т/м ³	0,996	0,996	0,987
Плотность воды в поверхн. условиях, т/м ³	1,009	1,010	1,016
Сжимаемость нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	10,3	11,4	17,1
Сжимаемость воды, 1/МПа·10 ⁻⁴	4,6	4,6	4,7
Сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3	3	3
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,455	0,455	0,375

Лу́кьявинское месторождение

Параметры	Пласты							
	АС ₄ ⁰	АС ₄	АС ₉	АС ₁₀	Ачим ₁	Ачпм ₂₋₃	Ачим ₄	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2 105	2 104	2 193	2 214	2 793	2 822	2 826	2 938– 2 991
Тип залежи*	ПС	ПС, ЛЗ	ПС		ПС, ЛЗ, ТЗ			
Тип коллектора	поровый							
Площадь нефтеносности, тыс.м²	9 158	8 565	145 024	128 974	19 714	51 644	7 065	11 677
Средняя общая толщина, м	2,2	9,9	13,2	27,7	13,7	34,8	74,2	18,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,1	2,3	4,2	6,0	5,1	8,9	29,6	2,0
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	1,0	2,5	3,6	4,9	–	16,6	0	1,7
Коэффициент пористости, доли ед.	0,19	0,19	0,24	0,23	0,17	0,18	0,18	0,17
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,40	0,37	0,57	0,57	0,55	0,51	0,53	0,62
Коэффициент нефтенасыщенности ВИЗ, доли ед.	0,40	0,36	0,53	0,52	0,40	0,42	–	0,59
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,41	0,37	0,56	0,53	0,52	0,48	0,53	0,61
Проницаемость, ×10 ^{–3} мкм²	6	10	143	183	2	3	3	6
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,50	0,49	0,48	0,45	0,55	0,39	0,36	0,25
Расчлененность, ед.	1,0	3,9	2,5	4,6	4,0	7,9	24,7	5,3
Начальная пластовая температура, °С	69	69	73	75	92	92	92	97
Начальное пластовое давление, МПа	20,5	20,7	22,1	22,3	27,6	27,6	28,1	29,2
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,24	2,24	2,24	2,65	2,20	2,20	2,20	1,35
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м³	0,799	0,799	0,799	0,809	0,814	0,814	0,814	0,772
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³	0,856	0,856	0,860		0 880			
Абсолютная отметка ВНК, м	2 108	2 111	2 209	2 225	2 816	2 856	–	2 948
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,110	1,110	1,109	1,100	1,124	1,124	1,120	1,220
Содержание серы в нефти, %	0,57	0,57	0,61	0,76	1,04	1,04	1,04	1,28
Содержание парафина в нефти, %	3,52	3,52	3,54	3,69	3,00	3,00	3,00	3,39
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,0	9,0	9 4	9,8	12,0	12,0	12,0	15,2
Газовый фактор, м³/т	44	44	44	40	50	50	50	80
Содержание сероводорода, %	–	–	–	–	–	–	–	–
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,45	0,45	0,43	0,42	0,33	0,33	0,33	0,31
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с	0,46	0,46	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Плотность воды в пластовых условиях, т/м³	0,997	0,997	0,996	0,996	0,985	0,985	0,985	0,987
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м³	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Сжимаемость нефти, 1/МПа·10 ^{–4}	8,4			7,8	7,3			
Сжимаемость воды, 1/МПа·10 ^{–4}	4,7							
Сжимаемость породы, 1/МПа·10 ^{–4}	3,0							
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,498	0,541	0,516	0,504	0,429	0,410	0,451	0,529
Коэффициент продуктивности, м³/сут·МПа	0,16	3,69	3,58	6,66	0,99	0,58	0,49	1,20

Примечание: * – ПС – пластово-сводовый, ЛЗ – литологически экранированный, ТЗ – тектонически экранированный.

Ай-Пимское месторождение

Параметры	Пласты						
	АС ₁₁	АС ₁₂	АЧ ₂	АЧ ₃	АЧ ₄	ЮС ₀	ЮС ₂ ¹
Средняя глубина залегания кровли, м	2 210	2 318	2 760	2 680	2 680	2 750	2 880
Тип залежи*	СЛ, ВП	СЛ, ЛО	ЛО	СЛ	СЛ	НЛЗ	СЛ
Тип коллектора	поровый					трещинный, кавернозно-трещинный	поровый
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	16 401	141 940	7 128	24 394	32 809	164 884	392 214
Средняя общая толщина, м	15	54	12	17	12	29	31,7
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,1	4,5	2,3	2,5	3,7	7 1	2,4
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	1,5	4,6	–	1	1	–	0,5
Пористость, %	19	19	18	16	16	8	16
Средний коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,44	0,52	0 51	0,51	0,5	0,85	0,53
Средний коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,44	0,52	–	0,5	0,48	–	0,53
Средний коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,44	0,52	0,51	0,51	0,49	0,85	0,53
Проницаемость, ×10 ⁻³ мкм ²	7	14	4	3	3	4	1
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,27	0,08	0,19	0,15	0,31	0,25	0,160
Коэффициент расчлененности, ед.	4	10	2	2	4	4,5	3,8
Начальная пластовая температура, °С	76	80	90	90	90	93	93
Начальное пластовое давление, МПа	21	23	27	97	27	41,4	32
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,35	2,35	2,06	2,06	2,06	1,93	1,46
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,784	0,784	0,808	0,808	0,808	0,78	0,787
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,854	0,854	0,860	0,860	0,860	0,855	0,850
Абсолютная отметка ВНК, м	–2 219 –2 244	–2 414 –2 518	–	–2 724	–2 697	–	–2 843 –2 931
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,163	1,163	1,111	1 111	1,111	1,176	1,149
Содержание серы в нефти, %	0,99	0,7	1,03	1,03	1,03	0,89	0,88
Содержание парафина в нефти, %	4,01	5,13	2,85	2,85	2,85	2,65	3,24
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,3	9,3	9,6	9,6	9,6	10,4	12,5
Газовый фактор, м ³ /т	61	61	48	48	48	66	65
Содержание сероводорода, %	–	–	–	–	–	–	–
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,410	0,39	0,34	0,34	0,34	0,335	0,330
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,993	0,991	0,986	0,986	0,986	0,988	0,986
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,13	1,13
Сжимаемость нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	12	12	11,4	11,4	11,4	12,3	11,7
Сжимаемость воды, 1/МПа·10 ⁻⁴	4,6	4,6	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
Сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	3	3	3	3	3	3	3
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,486	0,521	0,478	0,461	0,455	–	0,419
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·Мпа	0,58	0,75	0,26	0,26	0,26	0,54	0,25

Примечание: * – СЛ – структурно-литологическая, ВП – водоплавающая, ЛО – литологически-ограниченная, НЛЗ – неравномерно литологически экранированная.

Хорлорское месторождение

Параметры	Продуктивный пласт AC ₁₀ ²		
	основная залежь	залежь скв. 4502	в целом
Средняя глубина залегания кровли, м	2 426	2 424	
Тип залежи	пластово-сводовая	массивная	
Тип коллектора	поровый		
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	42 246	3 514	45 760
Средняя общая толщина, м	11,3	10,8	11,29
Средняя газонасыщенная толщина, м	–	–	–
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,7	0,8	4,4
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	3,4	1,2	3,39
Коэффициент пористости, доли ед.	0,22	0,21	0,219
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,55	–	0,55
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,47	0,36	0,465
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,52	0,36	0,515
Проницаемость, ×10 ⁻³ мкм ² (мД)	92	33	91,4
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,58	0,28	0,57
Расчлененность, ед.	3	3	3
Начальная пластовая температура, °С	74	74	74
Начальное пластовое давление, МПа	24	24	24
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,92	1,92	1,92
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,801	0,801	0,801
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,852	0,852	0,852
Абсолютная отметка ГНК, м	–	–	–
Абсолютная отметка ВНК, м	2 315–2 323,8	2 310,4	
Объемный коэффициент нефти, ед.	1,1	1,1	1,1
Содержание серы в нефти, %	0,6	0,6	0,6
Содержание парафина в нефти, %	2,6	2,6	2,6
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,1	10,1	10,1
Газовый фактор, м ³ /т	45	45	45
Содержание сероводорода, %	не обнаружено		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,42	0,42	0,42
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,01	1,01	1,01
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴			
нефти	0,82		
воды	0,47		
породы	0,2		
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	2,8		2,8
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,467		0,466

Северо-Лабатьюганское месторождение

Параметры	Пласты					
	АС ₁₀ ¹	АС ₁₁ ⁰¹⁻⁰²	АС ₁₁ ⁰³	АС ₁₁ ⁰⁴	ЮС ₀	ЮС ₂ ¹
Средняя глубина залегания кровли, м	2 320	2 419	2 514	2 586	2 872	3 008
Тип залежи	структ.-литол.	литологически-экранированный				
Тип коллектора	поровый				каверно-трещино-поровый	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	102	431 199	73 358	82 751	937	134 124
Средняя общая толщина, м	17,8	83,6	37,9	41,6	26,4	18
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,3	8,4	1,8	4,7	6,6	1,6
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	—	—	—	—	—	1,6
Пористость, %	20	17,3	17	18,6	8	15,4
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,65	0,55	0,53	0,61	0,85	0,58
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,65	—	—	—	—	0,61
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,65	0,55	0,53	0,61	0,85	0,58
Проницаемость, ×10 ⁻³ мкм ²	5	24	—	26	—	1
Коэффициент песчанпостности, доли ед.	0,18	0,10	0,05	0,11	0,25	0,33
Коэффициент расчлененности, ед.	4,0	11,0	3,0	6,0	—	5
Начальная пластовая температура, °С	78	78	78	78	94	99
Начальное пластовое давление, МПа	22,8	24,1	24,8	25,6	34,0	29,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,62	1,62	1,62	1,62	1,98	1,12
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,762	0,762	0,762	0,762	0,779	0,753
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,854	0,854	0,854	0,854	0,861	0,853
Абсолютная отметка ВНК, м	2 321,5	—	—	—	—	2 943,3–3 038,2
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,220	1,220	1,220	1,220	1,176	1,214
Содержание серы в нефти, %	0,7	0,7	0,7	0,7	0,95	0,85
Содержание парафина в нефти, %	3,26	3,26	3,26	3,26	3,23	2,91
Давление насыщения нефти газом, МПа	14,4	14,4	14,4	14,4	10,4	15,5
Газовый фактор, м ³ /т	87	87	87	87	64	81
Содержание сероводорода, %	отсутствует					
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4	0,34	0,31
Плотность воды в пластовых условиях, т/м	0,993	0,993	0,993	0,993	0,98	0,98
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м	1,011	1,011	1,011	1,011	1,013	1,013
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴						
нефти	8,2	8,2	8,2	8,2	8,3	8,6
воды	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
породы	2	2	2	2	0,052–0,935	2
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,544	0,511	0,507	0,534	—	0,429

Ульяновское месторождение

Параметры	AC_{11}^1	$BC_4^{1(1-2)}$	$ЮC_0$	$ЮC_2^1$
Средняя глубина залегания кровли, м	2 259	2 411	2 800	2 864
Тип залежи	пластовая, сводовая	структур. литологическая		структур. литологическая
Тип коллектора	поровый		порово-трещинный	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	10 756	30 340	11 245	30 707
Средняя общая толщина, м	12,1	29,4	7,2	20,2
Средняя газонасыщенная толщина, м	отсутствует			
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,6	5,4	7,2	6,4
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	5,0	6,1		
Коэффициент пористости, доли ед.	0,21	0,19	0,08	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,57	0,61	0,85	0,56
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,51	0,52		0,56
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,53	0,55	0,85	0,56
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	32	16		1,2
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,60	0,26		0,36
Расчлененность	4,0	5,0		5,0
Начальная пластовая температура, °С	76	81	98	95
Начальное пластовое давление, МПа	22,6	24,7	52,0	28,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,50	3,51	3,16	2,60
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,803	0,803	0,787	0,804
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,860	0,863	0,864	0,869
Абсолютная отметка ГНК, м	отсутствует			
Абсолютная отметка ВНК, м	2 258–2 261	2 416–2 430		2 899
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,112	1,119	1,18	1,135
Содержание серы в нефти, %	0,89	1,59	1,23	1,58
Содержание парафина в нефти, %	3,03	4,33	3,76	2,92
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,8	9	10,8	10
Газовый фактор, м ³ /т	41	46	67	53
Содержание сероводорода, %	отсутствует			
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,41	0,37		0,32
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,01	1,011		1,013
Сжимаемость, $1/MPa \cdot 10^{-4}$				
нефти	10,7	10,9	12,1	10,9
воды	4,7	4,7		4,7
породы	3,0	3,0		3,0
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,479	0,487		0,487

Западно-Чигоринское месторождение

Параметры	Объекты	
	АС ₁₂	ЮС ₀
Средняя глубина залегания кровли, м	2 389	2 736
Тип залежи	структурно-литологический	—
Тип коллектора	поровый	каверно-трещинно-поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	141 489	4 182
Средняя общая толщина, м	72	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,3	10
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	4,3	14,6
Пористость, %	18	8
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,54	—
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,46	—
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,53	0,85
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	16	—
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,07	—
Коэффициент расчлененности, ед.	17	—
Начальная пластовая температура, °С	77	98
Начальное пластовое давление, МПа	23,6	—
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,7	2,58
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,822	0,835
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,844	0,868
Абсолютная отметка ВНК, м	2 441–2 599	—
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,15	1,18
Содержание серы в нефти, %	0,74	1,08
Содержание парафина в нефти, %	4,30	3
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,4	13
Газовый фактор, м ³ /т	56	64
Содержание сероводорода, %	—	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,42	0,31
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,99	0,98
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,011	1,013
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴		
нефти	13,5	11,7
воды	4,7	4,7
породы	3,0	—
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,555	—

Третьяковское месторождение

Параметры	АС ₁₁	БС ₁₇
Средняя глубина залегания кровли, м	2 236	2 619
Тип залежи	пластово-сводовая	пластово-сводовая, литологически- экранированная
Тип коллектора	поровый	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	10 576	2 565
Средняя общая толщина, м	10	30,7
Средняя газонасыщенная толщина, м	–	–
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,3	8,2
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	2,2	10,2
Коэффициент пористости, доли ед.	0,2	0,17
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,55	0,51
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,5	0,48
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,52	0,49
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	24	6
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,61	0,38
Расчлененность, ед.	3,8	5,9
Начальная пластовая температура, °С	79	90
Начальное пластовое давление, МПа	23	27,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,22	4
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,757	0,828
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,847	0,875
Абсолютная отметка ГНК, м	–	–
Абсолютная отметка ВНК, м	2 248,8–2 252,6	2 660,4
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,222	1,088
Содержание серы в нефти, %	0,77	1,04
Содержание парафина в нефти, %	2,16	3,2
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,7	7,5
Газовый фактор, м ³ /т	85	33
Содержание сероводорода, %	отсутствует	отсутствует
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,37
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,009	1,009
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴		
нефти	14,4	9,5
воды	4,6	4,6
породы	2	2
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,504	0,337

Юкьяунское месторождение

Параметры	Объекты					
	АС ₄ ⁰	АС ₄	АС ₇	АС ₉₋₁₀		
				АС ₉	АС ₁₀ ¹	АС ₉₋₁₀
Средняя глубина залегания кровли, м	2077	2107	2 167	2 193	2 205	2 190
Тип залежи	ПС, ЛЭ, ТЭ	ПС, ЛЭ, ТЭ	ПС, ЛЭ	ПС, ТЭ	ПС, ТЭ, ЛЭ	ПС, ТЭ, ЛЭ
Тип коллектора	поровый					
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	27 688	39 012	3 252	208 153	107 999	107 999
Средняя общая толщина, м	27,5	6,1	15,2	12,8	16,3	28,8
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,8	4,3	3,8	4,3	2,2	6,3
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	2,9	2,4	2	2,9	3,8	3,8
Пористость, %	19	19	21	23	21	22
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,38	0,34	0,54	0,53	0,46	0,46–0,53
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,36	0,35	0,54	0,50	0,45	0,45–0,50
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,37	0,35	0,54	0,52	0,45	0,45–0,52
Проницаемость, ×10 ⁻³ мкм ²	3,8	9,4	34,5	119	42	76,7
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,10	0,44	0,38	0,36	0,3	0,32
Коэффициент расчлененности, ед.	2,2	2,1	2	2,4	3,7	6
Начальная пластовая температура, °С	69	69	70	73	75	73–75
Начальное пластовое давление, МПа	20	20	21	21,8	22,4	21,8–22,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,24	2,24	2,24	2,24	2,65	2,24–2,65
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,799	0,799	0,799	0,799	0,809	0,799–0,809
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,86	0,86	0,86	0,86	0,87	0,86–0,87
Абсолютная отметка ВНК, м	–2 077	–2 110	–2 172	–2 208	–2 216	–2 216
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Содержание серы в нефти, %	0,57	0,57	0,57	0,61	0,76	0,61–0,76
Содержание парафина в нефти, %	3,52	3,52	3,52	3,54	3,69	3,54–3,69
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,0	9,0	9,0	9,4	9,8	9,4–9,8
Газовый фактор, м ³ /т	44	44	44	44	40	40–44
Содержание сероводорода, %	–	–	–	–	–	–
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,45	0,45	0,45	0,43	0,42	0,42–0,43
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,997	0,997	0,996	0,996	0,996	0,996
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,012	1,012	1,012	1,011	1,011	1,011
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴						
нефти	8,4	8,4	8,4	8,4	7,8	7,8–8,4
воды	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
породы	3	3	3	3	3	3
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,319	0,295	0,505	0,501	0,475	–

Параметры	Объекты			
	БС ₁	БС ₄	БС ₆ ¹	БС ₈ ²
Средняя глубина залегания кровли, м	2 336	2 380	2 451	2 624
Тип залежи	ПС,ЛЭ	ПС, ЛЭ, ТЭ	ПС, ЛЭ, ТЭ	ПС,ЛЭ
Тип коллектора	поровый			
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	51 389	1 481	50 183	927
Средняя общая толщина, м	9,5	4,6	8,4	12,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,7	1,7	1,9	6,6
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	2,9	–	1,8	–
Пористость, %	23	21	19	18
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,54	0,44	0,47	0,58
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,52	–	0,41	0,52
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,53	0,44	0,46	0,55
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	96,7	41,3	10,7	3,6
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,66	0,37	0,23	0,54
Коэффициент расчлененности, ед.	2,4	1,5	1,4	9
Начальная пластовая температура, °С	77	78	80	84
Начальное пластовое давление, МПа	24	24,3	24,5	25
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,05	2,05	2,05	2,05
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,786	0,786	0,786	0,786
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,85	0,85	0,85	0,85
Абсолютная отметка ВНК, м	–2 346	–	–2 454	–
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,02	1,02	1,02	1,02
Содержание серы в нефти, %	0,84	–	1,09	0,5
Содержание парафина в нефти, %	4,78	–	2,65	2,19
Давление насыщения нефти газом, МПа	12,1	12,1	12,1	12,1
Газовый фактор, м ³ /т	56	56	56	56
Содержание сероводорода, %	–	–	–	–
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,41	0,41	0,41	0,41
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,996	0,996	0,996	0,996
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,012	1,012	1,012	1,012
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴				
нефти	8,7	8,7	8,7	8,7
воды	4,7	4,7	4,7	4,7
породы	3	3	3	3
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,465	0,418	0,430	0,434

Параметры	Объекты					
	АЧ ₂₋₄			ЮС ₁₋₂		
	АЧ ₂₋₃	АЧ ₄	АЧ ₂₋₄	ЮС ₁	ЮС ₂	ЮС ₁₋₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2 771	2 839	2 773	2 941	2 962	2 950
Тип залежи	ПС, ЛЭ, ТЭ	ПС, ЛЭ, ТЭ	ПС, ЛЭ, ТЭ	ПС, ЛЭ	ПС	ПС, ЛЭ
Тип коллектора	поровый					
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	93 304	39 509	93 304	20 134	12 578	22 388
Средняя общая толщина, м	39,2	46,6	84,1	19,7	21,7	39,6
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	9	14,6	18,5	4,9	2,8	4,6
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	9,4	6,1	9,5	—	8,7	8,7
Пористость, %	17	17	17	16	17	17
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,50	0,53	0,50–0,53	0,62	—	0,62
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,46	0,50	0,46–0,50	0,62	0,58	0,58–0,62
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,46	0,52	0,46–0,52	0,62	0,58	0,58–0,62
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	2	2,7	2,0–2,7	2,3	6,2	2,3–6,2
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,33	0,42	0,3	0,12	0,51	0,32
Коэффициент расчлененности, ед.	8,7	15,6	18,6	3	5	6
Начальная пластовая температура, °С	92	92	92	97	97	97
Начальное пластовое давление, МПа	27	27	27	28,5	28,5	28,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,2	2,2	2,2	1,35	1,35	1,35
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,814	0,814	0,814	0,772	0,772	0,772
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Абсолютная отметка ВНК, м	–2 806	–2 876	–2 857	—	–2 967	–2 967
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,029	1,029	1,029	1,033	1,033	1,033
Содержание серы в нефти, %	1,04	1,04	1,04	1,28	1,28	1,28
Содержание парафина в нефти, %	3	3	3	3,39	3,39	3,39
Давление насыщения нефти газом, МПа	12,0	12,0	12,0	15,2	15,2	15,2
Газовый фактор, м ³ /т	50	50	50	80	80	80
Содержание сероводорода, %	—	—	—	—	—	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,33	0,33	0,33	0,31	0,31	0,31
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,985	0,985	0,985	0,987	0,987	0,987
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,013	1,013	1,013	1,019	1,019	1,019
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴						
нефти	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
воды	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
породы	3	3	3	3	3	3
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,371	0,407	—	0,513	0,480	—

Верхненадымское месторождение

Параметры	ПК ₁	АС ₉ + АС ₉ ¹	БС ₁	Ач ₁
Средняя глубина залегания кровли, м	990	2 160	2 320	2 750
Тип залежи	массивная	пластово-сводовая, массивная	пластово-сводовая	пластово-сводовая, литолог.-экранир.
Тип коллектора	поровый			
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	3 908	43 253	7 037	11 544
Средняя общая толщина, м	276,5	9,3	18,5	36,6
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	2,3	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	—	2,8	1,2	1,7
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	—	3,2	8,2	1,6
Коэффициент пористости, доли ед.	0,34	0,21	0,22	0,17
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	—	0,50	0,58	0,5
нефтяная зона (НЗ)	—	0,54	—	—
водонефтяная зона (ВНЗ)	—	0,50	0,58	0,5
Коэффициент газонасыщенности, доли ед.	0,70	—	—	—
Проницаемость (ГИС), ×10 ⁻³ мкм ²	19	68	60	4
Коэффициент песчанности, доли ед.	—	0,35	0,49	0,11
Коэффициент расчлененности, ед.	—	2,8	3,7	4,0
Начальная пластовая температура, °С	—	73	77	80
Начальное пластовое давление, МПа	10,8	21,5	22,9	28,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	—	2,3–2,1	2,05	1,92
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	—	0,807–0,817	0,786	0,813
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	—	0,840–0,850	0,851	0,860
Абсолютная отметка ГВК, м	–993,0	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	—	2 160,0 ± 3 2174,0	–2 315,0	–2 761,0
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	—	1,05–1,08	1,130	1,126
Содержание серы в нефти, %	—	0,57	0,97	1,02
Содержание парафина в нефти, %	—	3,82	4,45	4,46
Давление насыщения нефти газом, МПа	—	7,1–7,7	12,1	13,4
Газовый фактор, м ³ /т	—	32–42	56	79
Содержание сероводорода в газе, %	—	отсутствует		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	—	0,43	0,41	0,39
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	—	1,001	0,996	1
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	—	1,016	1,012	1,018
Сжимаемость нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	—	8,5	8,7	8,2
Сжимаемость воды, 1/МПа·10 ⁻⁴	—	4,6	4,7	4,7
Сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	—	2	2	2
Коэффициент вытеснения, доли ед.	—	0,536	0,524	0,434

Параметры	Ач ₂	Ач ₃	ЮС ₃
Средняя глубина залегания кровли, м	2 800	2 880	3 000
Тип залежи	пластово-сводовая, литологически-экранированная		
Тип коллектора	поровый	поровый	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	17 847	22 550	11 456
Средняя общая толщина, м	11,9	25,9	9,0
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,2	5,1	2,2
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	0,0	8,6	4,0
Коэффициент пористости, доли ед.	0,16	0,18	0,15
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,49	0,53	0,53
нефтяная зона (НЗ)	0,49	0,53	0,53
водонефтяная зона (ВНЗ)	0,49	0,53	0,53
Коэффициент газонасыщенности, доли ед.	—	—	—
Проницаемость (ГИС), $\times 10^{-3}$ мкм ²	3	20	6,8
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,45	0,65	0,33
Коэффициент расчлененности, ед.	4,5	7,2	4,0
Начальная пластовая температура, °С	80	80	92
Начальное пластовое давление, МПа	28,0	28,8	30,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,92	1,92	1,75
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,813	0,813	0,769
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,860	0,860	0,880
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	2 803,0	2 886,0–2 898,0	3 009,6
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,126	1,120	1,220
Содержание серы в нефти, %	1,02	1,02	1,21
Содержание парафина в нефти, %	4,46	4,46	4,74
Давление насыщения нефти газом, МПа	13,4	13,4	15,6
Газовый фактор, м ³ /т	79	79	80
Содержание сероводорода в газе, %	отсутствует		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,39	0,39	0,33
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1	1	1,019
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,018	1,018	1,019
Сжимаемость нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	8,2	8,2	7,6
Сжимаемость воды, 1/МПа·10 ⁻⁴	4,7	4,7	4,7
Сжимаемость породы, 1/МПа·10 ⁻⁴	2	2	2
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,411	0,465	0,407

Восточно-Мытаяхинское месторождение

Параметры	Объект АС ₁₁ ⁰ +АС ₁₁
Средняя глубина залегания кровли, м	2 637
Тип залежи	литологически экранированная
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	340 450
Средняя общая толщина, м	66
Средняя газонасыщенная толщина, м	отсутствует
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7,5
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	отсутствует
Коэффициент пористости, доли ед.	0,17
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,45
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	отсутствует
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,45
Коэффициент газонасыщенности газовой шапки, доли ед.	отсутствует
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	1
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,2
Коэффициент расчлененности, доли ед.	9
Начальная пластовая температура, °С	96
Начальное пластовое давление, МПа	27,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,9
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,724
Плотность нефти в поверхност. условиях, т/м ³	0,843
Абсолютная отметка ГНК, м	отсутствует
Абсолютная отметка ВНК, м	отсутствует
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,298
Содержание серы в нефти, %	0,45–0,56
Содержание парафина в нефти, %	3,23–3,58
Давление насыщения нефти газом, МПа	14,1
Газовый фактор, м ³ /т	110
Содержание сероводорода, %	отсутствует
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,32
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,98
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,011
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴	
нефти	16,6
воды	4,6
породы	1

Ватлорское месторождение

Параметры	Продуктивные пласты	
	AC_{10}^{02}	AC_{11}^{01}
Средняя глубина залегания кровли, м	2 595	2 703
Тип залежи	структурно-литологическая	литологически ограниченная
Тип коллектора	терригенный, поровый	
Площадь газоносности, тыс.м ²	6 644	—
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	92 329	599 648
Средняя общая толщина, м	8,7	9,2
Средняя газонасыщенная толщина, м	1,7	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,7	2,6
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	2,3	—
Пористость, %	20	18
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, %	59	53
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, %	59	—
Средняя нефтенасыщенность пласта, %	59	53
Средняя насыщенность газом газовой шапки, %	61	—
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ² (мД)	21	2
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,50	0,51
Коэффициент расчлененности, ед.	3,7	3,9
Начальная пластовая температура, °С	75	77
Начальное пластовое давление, МПа	24,9	26,2
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,2	1,4
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,729	0,762
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,842	0,854
Абсолютная отметка ГНК, м	2 452	—
Абсолютная отметка ВНК, м	2484	—
Объемный коэффициент нефти, ед.	1,28	1,17
Содержание серы в нефти, %	0,5	0,7
Содержание парафина в нефти, %	3,1	3,5
Давление насыщения нефти газом, МПа	18,4	11,8
Газовый фактор, м ³ /т	121	68
Содержание сероводорода, %	не обнаружено	
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,42	0,38
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,009	1,011
Сжимаемость, 1/МПа*10 ⁻⁴		
нефти	1,01	0,85
воды	4,6	4,6
породы	0,4	0,4
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,541	0,511
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	3,5	0,72

Южно-Соимлорское месторождение

Параметры	Объект БС ₉ ²
Средняя глубина залегания кровли, м	2 615
Тип залежи	пластово-сводовая, литолог.-экранир.
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	45 536
Средняя общая толщина, м	60,1
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	–
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,9
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	14,7
Пористость, %	20
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,58
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,58
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,58
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,58
Средняя насыщенность газом газовой шапки, доли ед.	–
Проницаемость (ГИС), мкм ²	0,078
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,364
Расчлененность, ед.	7,486
Начальная пластовая температура, °С	84
Начальное пластовое давление, МПа	27
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,41
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,769
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,847
Абсолютная отметка ГНК, м	–
Абсолютная отметка ВНК, м	2 630,0
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,174
Содержание серы в нефти, %	1,21
Содержание парафина в нефти, %	5,17
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,9
Газосодержание нефти, м ³ /т	69
Содержание сероводорода, %	отсутствует
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,37
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с	1,0
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,995
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,016
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴	
нефти	13,4
воды	4,6
породы	2
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,474
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	11,61

Овлихлорское месторождение

Параметры	Пласт ЮС ₂	
	Категория С ₁	Категория С ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	3 020	
Тип залежи	пластово-сводовая	
Тип коллектора	терригенный поровый	
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	3 140	28 362
Средняя общая толщина, м	19,6	
Средняя эффективная толщина, м	6,4	
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	4,17	3,13
Средняя водонасыщенная толщина, м	2,23	3,27
Пористость, доли ед.	0,13	
Средняя нефтенасыщенность, %	47	
Проницаемость, мД	10	
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,327	
Коэффициент расчлененности, ед.	10	
Начальная пластовая температура, °С	102	
Начальное пластовое давление, МПа	31	
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,12	
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	753	
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	853	
Абсолютная отметка ВНК, м	3 040	
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,213	
Содержание серы в нефти, %	0,77	
Содержание парафинов в нефти, %	2,2	
Давление насыщения нефти газом, МПа	15,5	
Газосодержание, м ³ /т	81	
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,3	
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	977	
Средняя продуктивность, м ³ /сут·МПа	2,31	
Начальные балансовые запасы нефти, тыс. т	562	3 812
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	57	381

Жумажанское месторождение

Параметры	Объект АС ₁₀ ²
Средняя глубина залегания кровли, м	2 524
Тип залежи	пластово-сводовая, литологически экранированная
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	186 378
Средняя общая толщина, м	38
Средняя газонасыщенная толщина, м	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,8
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	9,2
Коэффициент пористости, доли ед.	0,19
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,53
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,53
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,53
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	102
Коэффициент песчанности, доли ед.	0,48
Коэффициент расчлененности, доли ед.	16,0
Начальная пластовая температура, °С	77
Начальное пластовое давление, МПа	25,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,49
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,76
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,854
Абсолютная отметка ГНК, м	—
Абсолютная отметка ВНК, м	2 565
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,22
Содержание серы в нефти, %	0,68
Содержание парафина в нефти, %	3,43
Давление насыщения нефти газом, МПа	13,0
Газовый фактор, м ³ /т	87
Содержание сероводорода, %	—
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,41
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,994
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,011
Сжимаемость, $1/\text{МПа} \cdot 10^{-4}$	
нефти	0,78
воды	0,47
породы	0,3

Сурьеганское месторождение

Параметры	Объекты		
	АС ₁₀ ²	АС ₁₁ ⁰	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2 530	2 552	3 032
Тип залежи	пластово-сводовый, литологически-экранированный	структурно-литологический	структурно-литологический
Тип коллектора	терригенный, поровый		
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс.м ²	108 815	4 754	113 441
Средняя общая толщина, м	18,7	16 6	20,6
Средняя газонасыщенная толщина, м	—	—	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2	2,7	1,1
Пористость, %	19	14	14
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,47	0,4	0,47
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,47	0,4	0,47
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,47	0,4	0,4»
Средняя насыщ. газом газовой шапки, доли ед.	—	—	—
Проницаемость, мкм ²	0,018	0,004	0,001
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,462	0,575	0,125
Расчлененность, ед.	3	2	3
Начальная пластовая температура, °С	73	^ 8	94
Начальное пластовое давление, МПа	24,5	25	32
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,61	1,7	2,19
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,759	0,762	813
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,845	0,854	0,871
Абсолютная отметка ГНК, м	—	—	—
Абсолютная отметка ВНК, м	–2562,8	–255–1,8	–3057
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,211	1,22	1,114
Содержание серы в нефти, %.	0 51	0 56	0,73
Содержание парафина в нефти, %	3,1–1	2,88	2,87
давление насыщения нефти газом, МПа	12,5	12,9	10
Газосодержание нефти, м ³ /т	87	87	45
Содержание сероводорода, %	отсутствует		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,42	0,42	0,33
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с	1	1	1
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,992	0,992	0,984
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,011	1,011	1 012
Сжимаемость, 1/МПа·10 ^{–4}			
нефти	14,9	14	10,6
воды	4,6	4,6	4,8
породы	1,5	1,8	5,1
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,466	0,307	0,364

Лосевое месторождение

Параметры	Пласты		
	А _ч	ЮС ₀	ЮС ₂
Средняя глубина залегания кровли, м	2 820	2 900	3 000
Тип залежи	структурно-литологическая	литологическая	структурно-литологическая
Тип коллектора	поровый	трещинно-поровый	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	41 814	3 140	14 154
Средняя общая толщина, м	2,5	35,4	3,3
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	0,8	7,4	1,9
Пористость, %	16	8	16
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,58	0,85	0,51
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	—	—	—
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,58	0,85	0,51
Проницаемость (керна), ×10 ⁻³ мкм ²	6	—	3
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,17	—	0,28
Расчлененность, ед.	2,3	—	4,0
Начальная пластовая температура, °С	85	93	92
Начальное пластовое давление, МПа	27	31,7	28,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,20	6,47	1,35
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,814	0,843	0,769
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,88	0,902	0,88
Абсолютная отметка ВНК, м	—	—	-2 895
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,123	1,110	1,221
Содержание серы в нефти, %	1,38	2,22	1,38
Содержание парафина в нефти, %	3,35	4,18	3,35
Давление насыщения нефти газом, МПа	12,0	12,1	15,2
Газосодержание нефти, м ³ /т	50	41	80
Содержание сероводорода, %	отсутствует		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,36	0,33	0,33
Плотность в пластовых условиях, т/м ³	0,991	0,988	0,991
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,013	1,015	1,019
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴			
нефти	10,2	8,5	12,1
воды	4,7	4,7	4,7
породы	0,45	0,15	0,6
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,462	—	0,408
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	0,22	1,52	0,06

Алинское месторождение

Параметры	B_{10}
Средняя глубина залегания кровли, м	1 428,7
Тип залежи	пластово-сводовая, тектонически экранированная
Тип коллектора	терригенный
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс.м ²	54 787
Средняя общая толщина, м	38,5
Средняя газонасыщенная толщина, м	7,3
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,5
Пористость, %	13
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,89
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,89
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,89
Коэффициент насыщ. газом газовой шапки, доли ед.	0,85
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	44
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,60
Расчлененность, ед.	7
Начальная пластовая температура, °С	14
Начальное пластовое давление, МПа	11,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,2
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,806
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,852
Абсолютная отметка ГНК, м	1 064
Абсолютная отметка ВНК, м	1 125
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,143
Содержание серы в нефти, %	0,28
Содержание парафина в нефти, %	2,62
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,1
Газосодержание нефти, м ³ /т	80
Содержание сероводорода, %	отсутствует
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	2,0
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с	1,7
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,285
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,278
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴	
нефти	9,3
воды	4,5
породы	0,368
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,53
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	5,7

Восточно-Алинское месторождение

Параметры	Объект В ₁₀ (Хамакинский горизонт)
Средняя глубина залегания кровли, м	1 469,6
Тип залежи	пластово-сводовая, литологически ограниченная, тектонически-экранированная
Тип коллектора	терригенный, поровый
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс.м ²	128 969
Средняя общая толщина, м	37,2
Средняя газонасыщенная толщина, м	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7,95
Пористость, %	10
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,85–0,88
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,85–0,88
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,85–0,88
Средняя насыщ. газом газовой шапки, доли ед.	—
Проницаемость, мкм ²	0,015
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,32
Расчлененность, ед.	13,25
Начальная пластовая температура, °С	18
Начальное пластовое давление, МПа	11,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	3,43
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,806
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,852
Абсолютная отметка ГНК, м	—
Абсолютная отметка ВНК, м	1 094,6
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,143
Содержание серы в нефти, %	0,37
Содержание парафина в нефти, %	1,7
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,0
Газосодержание нефти, м ³ /т	80
Содержание сероводорода, %	отсутствует
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,8
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с	1,79
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,289
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,282
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴	
нефти	7,1
воды	4,5
породы	0,337
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,505
Коэффициент продуктивности, т/(сут·МПа)	1,97

Талаканское месторождение

Параметры	Пласт О-I			
	I залежь	II залежь	III залежь	р-н. скв. 179–33 и 179–34
Средняя глубина залегания кровли, м	1 184,1	1 089,5	1 183,1	1 088,9
Тип залежи	пластово-сводовая, тектонически-экранированная, литологически ограниченная	пластово-сводовая, тектонически-экранированная	пластово-сводовая, тектонически-экранированная, литологически ограниченная	пластово-сводовая, тектонически-экранированная
Тип коллектора	трещиновато-кавернозно-поровый			
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс. м ²	113 385,1	25 668,4	88 746,8	4 780,0
Средняя общая толщина, м	39,0	41,0	39,6	21,8
Средняя газонасыщенная толщина, м	2,4	10,2	19,4	—
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	22,3	25,8	20,4	13,7
Пористость, %	12	12	12	12
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,92	0,88	0,90	0,87
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.				
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.				
Коэффициент газонасыщенности, доли ед.	—	0,89	0,91	—
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	0,158	0,090	0,112	0,158
Коэффициент эффективной толщины, доли ед.	0,650	0,923	0,750	0,690
Расчлененность, ед.	6,3	3,3	7,5	5,0
Начальная пластовая температура, °С	14,0	12,0	13,7	14,0
Начальное пластовое давление, МПа	9,60	10,41	9,60	9,60
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,10	2,89	4,02	4,10
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,799	0,774	0,790	0,799
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,842	0,835	0,841	0,842
Абсолютная отметка ГНК, м	679,7	692	665	—
Абсолютная отметка ВНК, м	756	745	735	720
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,155	1,151	1,178	1,155
Содержание серы в нефти, %	0,49	0,49	0,49	0,49
Содержание парафина в нефти, %	2,04	2,04	2,04	2,04
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,2	9,7	8,3	8,2
Газосодержание нефти, м ³ /т	79,1	77,0	81,7	81,7
Содержание сероводорода, %	менее 0,4			
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	2,5	2,5	2,5	2,5
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с	2,53	2,53	2,53	2,53
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,29	1,29	1,29	1,29
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,28	1,28	1,28	1,28
Сжимаемость нефти, 1 /МПа·10 ⁻⁴	10,0	11,8	12,7	10,0
Сжимаемость воды, 1 /МПа·10 ⁻⁴	4			

Северо-Талаканское месторождение

Параметры	Объекты	
	О-1	В ₁₀
Средняя глубина залегания кровли, м	1 171,6	1 501,5
Тип залежи	структурно-литологическая тектонически экранированная	структурно- литологическая
Тип коллектора	карбонатный кавернозно-поровый	терригенный поровый
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс.м ²	268 429	329 704
Средняя общая толщина*, м	50,9	28,8
Средняя газонасыщенная толщина, м	–	–
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина*, м	4,0	2,6
Пористость, %	12–17	10
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,90–0,92	0,77–0,79
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,90	0,77
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,9–0,92	0,77–0,79
Коэффициент нефтенасыщенности газом газовой шапки, доли ед.	–	–
Проницаемость, мкм ²	0,0081	0,0021
Коэффициент песчанности, доли ед.	0,39	0,46
Расчлененность, ед.	4,5	4 5
Начальное пластовое давление, МПа	9,7	11,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	3,91	3,43
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,816	0,806
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,841	0,852
Абсолютная отметка ГНК, м	–	–
Абсолютная отметка ВНК, м	793	1157,9
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,099	1,143
Содержание серы в нефти, %	0,58	0,57
Содержание парафина в нефти, %	1 53	2,30
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,5	10,0
Газосодержание нефти, м ³ /т	76,74	80
Содержание сероводорода, %	отсутствует	
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,700	1,800
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с	1,60	1,73
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,246	1,289
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,241	1,282
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴		
нефти	11,0	11,7
воды	4 5	4 5
породы	0 34	0,36
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,501	0 482
Коэффициент продуктивности, т/(сут·МПа)	21	0,72

1.2. БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

Понятие о скважине

Скважина буровая – цилиндрическая выработка, пройденная буровым инструментом в горных породах земной коры, характеризующаяся большой величиной соотношения ее длины к диаметру. Начало проходки называется *устьем скважины*, конец проходки – *пробуренным забоем*. Траектория от устья до забоя называется *стволом* скважины. Расстояние от устья скважины до забоя по оси ствола скважины называется *глубиной скважины*. Проекция длины на вертикальную ось называется *глубиной скважины по вертикали*. Это расчетная величина, выражается она в абсолютных отметках.

Глубина установки «стоп»-кольца внизу секции обсадных труб – *искусственный забой* скважины. Глубина точки дохождения приборов или труб в данный момент времени – *текущий забой* скважины.

1.2.1. Цикл строительства скважины

Перед началом строительства скважины на месте бурения площадку освобождают от посторонних предметов, при наличии леса его вырубают и выкорчевывают. Если бурение проводится в заболоченной местности, то предварительно отсыпают дорогу до места буровой, а также отсыпают площадку, ликвидируя заболоченность под буровой установкой. Делают планировку площадки, подводят линию электропередачи, связь и водовод. На подготовленной буровой площадке производят установку буровой вышки, после чего начинается монтаж остального оборудования пусконаладочной бригадой, т.е. монтаж поршневых насосов с дизельным приводом или насосов с электроприводом, системы бурового раствора, электрощитовой, устьевого оборудования (ротор, превентор, гидравлический индикатор, веса), бурового укрытия для привышечных сооружений и т.д. После монтажа буровой вышки и остального оборудования начинают проводить подготовительные работы к бурению скважины. По окончании подготовительных работ буровая бригада проводит опробование всех агрегатов, и затем пробное бурение. После чего начинается плановое бурение скважины.

Конструкция скважины

Совокупность данных, характеризующих диаметр пробуренной скважины на разных глубинах, количество, диаметр обсадных колонн, спущенных в скважину, а также интервалы пространства за колоннами, заполненные цементным раствором, называется *конструкцией скважины*.

В целом конструкция скважины представлена, в зависимости от геологических и технологических факторов, несколькими концентрически спущенными на различную глубину колоннами обсадных труб. Ниже приводится наиболее характерная конструкция скважин на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз».

Направление ($d = 324$ мм и более) спускается на глубину 30–50 м для перекрытия верхних рыхлых пород. Обсадная колонна цементируется до устья.

Кондуктор ($d = 245$ мм) спускается на глубину 500 м – для добывающих скважин, и 700 м – для нагнетательных. Цементируется до устья. Служит

для перекрытия верхних неустойчивых пород, предотвращения осыпей и прихвата инструмента при бурении.

Эксплуатационная колонна ($d = 139,7; 146$ или 168 мм) спускается на глубину на 50 м ниже проектного горизонта. Цементируется на 100 м выше башмака кондуктора или до устья.

Конструкция скважины должна обеспечивать:

- устойчивость стенок ствола скважины и надежное разобщение нефтяных, газовых и водоносных пластов друг от друга;
- надежное сообщение ствола с продуктивным пластом;
- герметизацию устья скважины и направление добываемой продукции в систему сбора, транспорта и подготовки или нагнетания жидкости и газа в пласт;
- спуск в скважину оборудования и средств для извлечения из продуктивного пласта нефти и газа;
- проведение различных геолого-технических мероприятий (ГТМ);
- проведение всевозможных скважинных исследований;
- возможность избирательного воздействия на различные пропластки пласта.

Для обеспечения устойчивости стенок скважин и разобщения пластов друг от друга в скважину после завершения бурения спускают стальные трубы, называемые *обсадными*. Межтрубное пространство между внешними стенками обсадных труб и стенкой скважины заполняют специальным цементным раствором под давлением. После затвердевания цементного раствора образуется цементный камень, который разобщает пласты между собой.

1.2.2. Бурение горизонтальных скважин

В зависимости от профиля скважины и угла в точке входа скважины в продуктивный пласт различают *вертикальные, наклонно-направленные, пологие и горизонтальные* скважины.

Одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти и увеличения полноты извлечения ее из недр является разработка месторождений с использованием горизонтальных скважин (ГС) и боковых горизонтальных стволов (БГС).

Особое значение ГС и БГС имеют на месторождениях со сложным геологическим строением, на поздней стадии разработки. В неоднородных коллекторах по различным причинам остаются невыработанные пропластки, целики и другие зоны. Данные промысловых и геофизических исследований в добывающих и нагнетательных скважинах указывают на неравномерность выработки нефти из пород с высокой послойной неоднородностью. В основном вырабатываются высокопроницаемые прослои. Охват выработкой продуктивной части разреза скважины составляет от 40 до 60% и более. Из-за водонефтяных (ВНК) и газонефтяных (ГНК) контактов часто не вскрываются перфорацией целые прослои продуктивных пород, которые не могут быть вовлечены в разработку обычными методами. Если вскрывать продуктивный пласт вблизи водонефтяного контакта, то можно в ближайшее время получить прорыв воды в скважину, а если вскрывать продуктивный пласт вблизи газонефтяного контакта, то возможны прорывы газа в нефтяную часть пласта, и т.д.

Опыт эксплуатации горизонтальных нефтяных и газовых скважин, а также боковых горизонтальных стволов показывает, что горизонтальные скважины и боковые горизонтальные стволы позволяют:

- повышать нефтеизвлечение из недр за счет увеличения площади фильтрации и интенсификации притоков нефти и газа из залежи, а также за счет повышения эффективности процессов воздействия на пласт;
- продлевать безводный или малообводненный период нефтяных скважин;
- восстанавливать продуктивность месторождений на поздней стадии разработки;
- в бездействующих и малодебитных скважинах не только восстанавливать, но и значительно увеличивать, по сравнению с первоначальным (при вводе месторождения в разработку), дебит нефти и газа;
- снижать объемы бурения скважин при вводе в разработку нефтяных и газовых месторождений.

1.2.3. Вскрытие и освоение нефтяных и газовых скважин

Методы вскрытия продуктивного пласта могут быть различными – в зависимости от геологических и технических условий. Однако все они должны решать следующие основные задачи.

1. При вскрытии продуктивных пластов с высоким пластовым давлением необходимо принять меры по предупреждению возможного открытого фонтанирования. Для этого применяют буровой раствор такой плотности, чтобы обеспечивалось превышение забойного давления над пластовым на 10%.

2. Вскрытие продуктивного пласта должно проводиться с сохранением естественных фильтрационных свойств породы.

При вскрытии продуктивного пласта давление столба бурового раствора отличается от пластового давления. Если оно выше, то в продуктивный пласт может проникать буровой раствор, или фильтрат, и снижать проницаемость в призабойной зоне пласта. При взаимодействии фильтрата бурового раствора с пластовыми водами или нефтью возможно выпадение нерастворимых осадков в порах и трещинах пласта, а также образование стойких водонефтяных эмульсий. С учетом этого буровые растворы, на которых вскрывают продуктивные пласты, должны иметь низкую водоотдачу, не вызывать набухания глинистого материала пород продуктивного пласта и не создавать осадков вследствие взаимодействия их с пластовыми жидкостями. При вскрытии высокопроницаемых пластов, имеющих низкие пластовые давления, происходит поглощение бурового раствора. Такие пласты вскрывают растворами на углеводородной основе или растворами, облегченными за счет их аэрации, с добавками поверхностно-активных веществ, пен и др.

Буровой раствор может попадать в призабойную зону пласта по трещинам, которые могут образоваться вновь, или расширить имеющиеся за счет повышенных давлений, возникающих при спуске бурового инструмента на больших скоростях. В этой связи при вскрытии продуктивного пласта нельзя превышать скорости спуска бурового инструмента выше критически допустимых значений, при которых происходит разрыв пласта и раскрытие имеющихся трещин.

3. Должна быть обеспечена полнота вскрытия пласта, при которой обеспечивается длительная безводная добыча нефти и максимальное облегчение притока жидкости к забою скважин.

Если бурится нагнетательная скважина в законтурной части залежи, то пласт необходимо вскрывать полностью с целью достижения высокой приемистости.

В тех случаях, когда в подошве пласта нет воды и скважина находится на большом расстоянии от водонефтяного (ВНК) или газонефтяного (ГНК) контакта, следует вскрывать пласт в нефтяной части пласта на всю его толщину.

Если нефтедобывающая скважина вскрыла газовую шапку, то перфорацию пласта необходимо проводить с некоторым отходом от ГНК, а забой оборудовать так, чтобы нефть, поступающая к забою скважины, не увлекала газ из газовой шапки.

1.2.4. Перфорация скважин

Для вторичного вскрытия пластов с целью их эксплуатации или опробования в эксплуатационной колонне на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» в основном применяют кумулятивную перфорацию.

Плотность прострела (количество отверстий на 1 пог.м) и тип перфоратора выбираются геологической службой НГДУ в зависимости от литологии, коллекторских свойств пласта, конструкции скважины, температуры и давления в интервале перфорации.

С целью сохранения коллекторских свойств пласта перед проведением перфорации в интервал продуктивного пласта закачивают различные кислотные растворы (КПС) в объеме 3–5 м³, плотность которых выше плотности промывочной жидкости.

Кумулятивные перфораторы имеют заряды с конусной выемкой, которые позволяют фокусировать взрывные потоки газов и направлять их с большой скоростью перпендикулярно стенкам скважины (рис. 1).

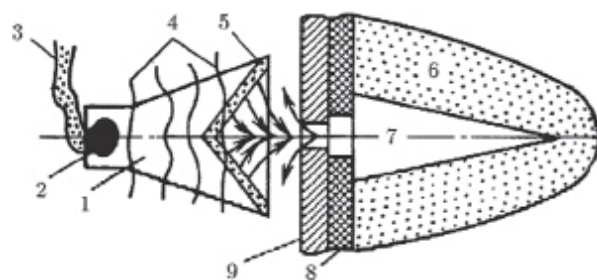


Рис. 1. Схема образования отверстия кумулятивным зарядом:

1 – заряд, 2 – детонатор, 3 – кабель, 4 – зона распространения горения заряда, 5 – металлическая облицовка, 6 – коллектор, 7 – перфорационное отверстие в коллекторе, 8 – цементный камень, 9 – обсадная труба.

Прослеживается тенденция увеличения прострелочных работ однокорпусными перфораторами, которые позволяют за один спуск перфорировать значительные по протяженности интервалы, и тенденция увеличения использования перфораторов с высокой пробивной способно-

стью, которые позволяют более эффективно и качественно производить вскрытие продуктивных пластов.

В 2010 году планируется производственное опробование перфорационной системы однократного применения с диаметром корпуса 50 мм, предназначенной для спуска на кабеле, на трубах НКТ и с использованием установки «Непрерывная труба».

1.2.5. Освоение и пуск в эксплуатацию скважин

Освоение (испытание) скважины – вызов притока жидкости из пласта или опробование нагнетания в пласт рабочего агента в соответствии с ожидаемой продуктивностью (приемистостью) пласта. Ожидаемые параметры работы скважины указываются в плане работ на освоение скважины: дебит жидкости, обводненность продукции, дебит нефти и динамический уровень (приемистость, давление нагнетания). В процессе освоения (испытания) скважины осуществляется комплекс исследований, установленный планом работ по освоению (испытанию) скважины.

Цель освоения – восстановление естественной проницаемости коллектора и получение дебита скважины, соответствующей ее потенциальным возможностям.

Не подлежат передаче в испытание скважины:

- с негерметичной колонной;
- с негерметичной обвязкой устья;
- с отсутствием цемента за колонной против испытываемых пластов;
- в аварийном состоянии.

Приток жидкости или газа из продуктивного пласта к забою скважины возможен, когда пластовое давление больше забойного:

$$P_{пл} > P_{заб} + P_{доп},$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление,

$P_{заб}$ – забойное давление,

$P_{доп}$ – дополнительное давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений, которые возникают в перфорационных отверстиях и в фильтрационных каналах из-за закупоривания порового пространства призабойной зоны пласта.

На месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» основными методами вызова притока является замена столба жидкости в скважине более легкой (буровой раствор – на воду, а затем – на нефть) и снижение уровня аэрированными пенными системами.

Перед освоением скважины на устье устанавливается арматура. В любом случае на фланце обсадной колонны должна устанавливаться задвижка высокого давления для перекрытия скважины в аварийных ситуациях.

Сущность технологии вызова притока нефти из пласта аэрированными пенными системами состоит в приготовлении с помощью насосно-компрессорного или бустерного оборудования двухфазных пен, закачивания их в скважину для замены технической воды или солевого раствора с целью создания заданной величины депрессии на пласт. Регулирование депрессии достигается путем снижения степени аэрации или уменьшения закач-

ки азрированного раствора. Величина депрессии не должна превышать рекомендуемой проектом на строительство скважины. На пласты группы АС – это, как правило, не более 0,9 МПа, на пласты группы ЮС – до 14 МПа. В Восточной Сибири на отложения Осинского горизонта – до 5 МПа.

Освоение нагнетательных скважин

Нагнетательные скважины должны иметь приемистость (не ниже проектной) по всей толщине продуктивного пласта. Этого можно достичь очисткой призабойной зоны продуктивного пласта от грязи и кальматизирующих материалов. Призабойную зону пласта очищают перед пуском нагнетательной скважины под закачку теми же способами, что и при освоении нефтедобывающих скважин, но дренирование призабойных зон пласта проводят по времени значительно дольше. Содержание механических примесей в конце промывки не должно превышать 100 мг/л.

Плохая приемистость нагнетательных скважин происходит или из-за низкой природной проницаемости пород пласта или большого количества глинистых пропластков, освоить которые проведением дренажа призабойных зон не удастся. В таких случаях для увеличения приемистости нагнетательных скважин используют другие методы воздействия, которые позволяют увеличивать диаметры фильтрационных каналов или создавать систему трещин в породах пласта. К таким методам относятся различные кислотные обработки, тепловые методы, гидравлический разрыв пласта, щелевая разгрузка, обработка пласта оксидатом и т.д.

Окончанием освоения (испытания) скважины является выполнение всех работ по испытанию скважины на приток нефти, газа и подземной воды, опробованию нагнетания рабочего агента в пласт в соответствии с ожидаемой приемистостью, предусмотренных проектом и включенных в согласованный с заказчиком план работ на освоение (испытание).

1.2.6. Порядок приема скважин из бурения

При приемке скважин из бурения мастер обязан:

- убедиться в наличии и правильности оформления актов на опрессовку эксплуатационной колонны, головки, фонтанной арматуры, коллекторов от скважин до ГЗУ, спуска шаблона согласно плану на освоение скважины, промывку на воду и нефть (эти акты мастер обязан подписать как представитель НГДУ, контролирующий эти работы);

- совместно с представителем убр осмотреть оборудование устья скважины, обращая внимание на соответствие установленной колонной головки и фонтанной арматуры, указать в акте наличие всех задвижек, шпилек, а для фонтанных и нагнетательных скважин – наличие и состояние лубрикатора, площадки, лестницы;

- площадка куста в радиусе 25 м от устья скважины должна быть очищена от оборудования, металлолома, замазученности и спланирована так, чтобы верхняя кромка муфты кондуктора находилась на уровне земли;

- фонтанная арматура должна быть установлена в одной плоскости;

- при приемке механизированных скважин необходимо убедиться в наличии и работоспособности не только наземного, но и подземного оборудования;

6. При приеме нагнетательной скважины в отработку на нефть она должна быть обязана как по нефти, так и по воде, на фланце водяного коллектора должна быть установлена заглушка;

7. Шламовые амбары должны быть обвалованы;

8. Подписать акт приема скважины и взять на свой подотчет НКТ и наземное оборудование (ГЗУ, станцию управления, устьевое оборудование, станок-качалку и др.) при условии отсутствия замечаний (или после устранения замечаний) в течение двух суток;

9. Не подписывать акт приема скважины и передать свои замечания начальнику цеха, если в течение двух суток замечания не будут устранены.

Документы, оформляемые при передаче скважин в фонд скважин НГДУ

1. После окончания строительства скважин оформляются следующие документы.

1.1. Акты на передачу скважины из бурения в фонд скважин НГДУ:

– акт на передачу скважины из бурения в фонд скважин НГДУ по форме СНГ-КСЗО (приложение 1 к Положению) – для эксплуатационных скважин;

– акт на передачу скважины из бурения в фонд скважин НГДУ, углубленной с целью доразведки месторождения и (или) геологического изучения нижнего лицензионного участка по форме СНГ-КСЗОдн (приложение 2 к Положению) – для углубленных эксплуатационных скважин;

– акт на передачу скважины из испытания (бурения) в фонд скважин НГДУ по форме СНГ-КСЗОр (приложение 3 к Положению) – для поисковых и разведочных скважин;

– акт на передачу скважины из испытания (бурения) в фонд скважин НГДУ углубленной с целью геологического изучения нижнего лицензионного участка по форме СНГ-КСЗОрн (приложение 4 к Положению) – для поисковых и разведочных скважин, бурящихся для изучения нижних лицензионных участков.

1.2. Акт проверки законченной строительством скважины (приложение 5 к Положению) – оформляется по скважинам, расположенным на территории ХМАО-Югры).

1.3. Акт о вводе скважины в работу из фонда (освоения, консервации) по форме СНГ-КСЗОэ (приложение 6 к Положению) для скважин, вводимых в работу из фонда освоения или консервации. Акт подписывают следующие специалисты: начальник ЦДНГ, ведущий геолог ЦДНГ, мастер ЦДНГ либо лица, их замещающие.

2. Ввод в работу новых скважин должен отражаться в следующих первичных и отчетных документах Общества.

2.1. Журнал замеров продукции (дебита жидкости и обводненности, газа, подземной воды) и приемистости скважин, формируемый на основании сведений о работе скважин, полученных по системе телемеханики.

2.2. Месячный эксплуатационный рапорт (далее по тексту – МЭР), содержащий обработанную первичную информацию в виде обобщающих документов.

2

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1.	Системы разработки нефтяных месторождений	108
2.2.	Поддержание пластового давления	114
2.3.	Категория запасов	114
2.4.	Стадии разработки месторождений	115
2.5.	Распределение фонда скважин	115
2.6.	Системы разработки месторождений	117

РАЗДЕЛ 2. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Под *разработкой месторождения* понимается осуществление процесса перемещения жидкостей и газа в пластах к эксплуатационным скважинам.

Управление процессом движения жидкостей и газа достигается размещением на месторождении нефтяных, нагнетательных и контрольных скважин, количеством и порядком ввода их в эксплуатацию, режимом работы скважин и балансом пластовой энергии.

Принятая для конкретной залежи система разработки месторождения предопределяет технико-экономические показатели.

Перед разбуриванием залежи проводят проектирование системы разработки. На основании данных разведки и пробной эксплуатации определяют условия, при которых будет протекать эксплуатация: геологическое строение залежи, коллекторские свойства пород (пористость, проницаемость, степень неоднородности), физические свойства жидкостей в пласте (вязкость, плотность), насыщенность пород нефти водой и газом, пластовые давления. Базируясь на этих данных, производят экономическую оценку и выбирают оптимальную систему разработки.

Извлечение нефти из скважин производится либо за счет естественного фонтанирования под действием пластовой энергии, либо путем использования механизированных способов подъема жидкости. Обычно в начальной стадии разработки действует фонтанная добыча, а по мере ослабления фонтанирования скважину переводят на механизированный способ: газлифтный, или глубинно-насосный.

2.1. СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Под *системой разработки месторождения* понимают совокупность технологических и технических мероприятий, направленных на извлечение нефти, газа, конденсата и попутных компонентов из пласта, и управление этим процессом.

В зависимости от количества, мощности, типов и фильтрационной характеристики коллекторов, глубины залегания каждого из продуктивных пластов, степени их гидродинамической сообщаемости и т.д. система разработки месторождения предусматривает выделение в его геологическом разрезе одного, двух и более объектов разработки (эксплуатационных объектов). Для каждого из них обосновывается своя рациональная система разработки.

Рациональной называют систему разработки, которая обеспечивает наиболее полное извлечение из пластов флюидов при наименьших затратах. Она предусматривает соблюдение правил охраны недр и окружающей

среды, учитывает природные, производственные и экономические особенности района.

В систему разработки входят система размещения добывающих и специальных скважин, очередность ввода скважин в эксплуатацию, темпы отбора продукции, технологии и технические средства воздействия на продуктивный пласт (пласты) с целью интенсификации добычи и повышения извлечения нефти.

Различают системы разработки залежей:

- на естественных (природных) режимах;
- с поддержанием пластового давления.

Режимом работы залежи называется проявление преобладающего вида пластовой энергии в процессе разработки. Режимы бывают: упругий, растворенного газа, газонапорный, гравитационный, смешанный, водонапорный.

Источники пластовой энергии:

- энергия напора пластовой воды (контурной, подошвенной);
- энергия расширения свободного газа (газа, газовой шапки);
- энергия расширения растворенного в нефти газа;
- энергия упругости жидкости (воды, нефти) и породы;
- энергия напора нефти.

Условие упругого режима – повышение пластового давления над давлением насыщения нефти газом. При этом забойное давление – не ниже давления насыщения, нефть находится в однофазном состоянии. Приток нефти происходит за счет энергии упругости жидкости (нефти), связанной воды и породы – энергии их упругого расширения.

Упруговодонапорный режим – проявление упругого расширения нефти, связанной воды, воды в водоносной области, пород пласта в нефтяной залежи и в водоносной области и энергии напора краевых вод в водоносной области.

Водонапорный режим – существование связывают с наличием контура питания и с закачкой в пласт необходимых объемов воды для выполнения этого условия.

Режим растворенного газа – проявление энергии расширения растворенного в нефти газа при снижении давления ниже давления насыщения, сопровождающееся выделением из нефти ранее растворенного в ней газа.

Газонапорный режим (режим газовой шапки) связан с преимущественным проявлением энергии расширения сжатого свободного газа газовой шапки.

На месторождениях, разрабатываемых при нагнетании воды, может применяться несколько видов заводнения: *законтурное, внутриконтурное, очаговое, площадное, избирательное, барьерное.*

Законтурное и приконтурное заводнение применяется для небольших залежей с хорошими коллекторскими свойствами.

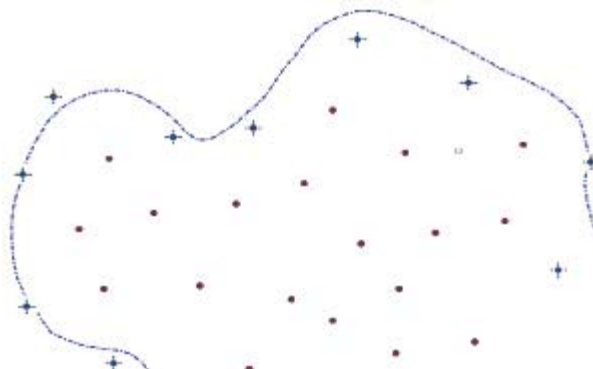
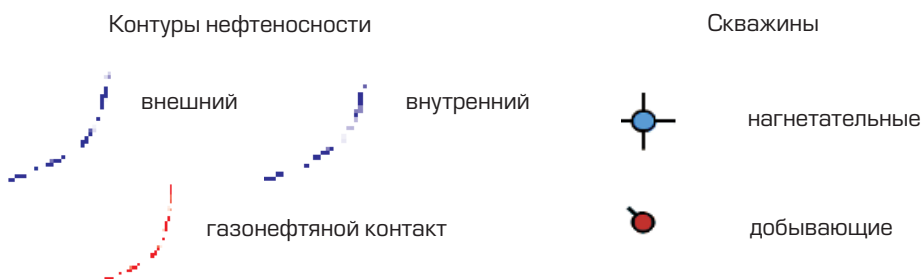


Рис. 1. Законтурное и приконтурное заводнение



Внутриконтурное заводнение имеет целый ряд разновидностей.

Блочное заводнение – нефтяную залежь разрезают на полосы (блоки) рядами нагнетательных скважин, в пределах которых размещают ряды добывающих скважин такого же направления.

Ширину блоков выбирают от 4 до 1,5 км в соответствии с коллекторскими свойствами пласта. Количество рядов добывающих скважин в блоке – 3 (трехрядное) и 5 (пятирядное заводнение).

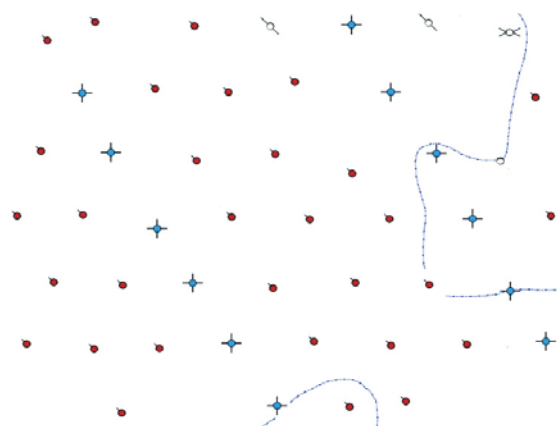


Рис. 2. Блочное заводнение

Осевое заводнение применяется для узких вытянутых залежей.

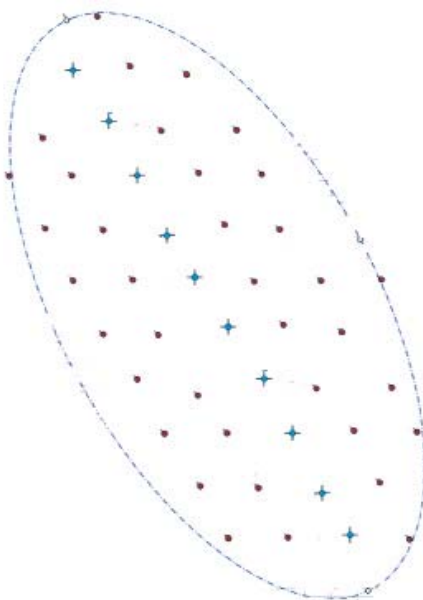


Рис. 3. Осевое заводнение

Центральное заводнение применяется для небольших залежей круглой формы.

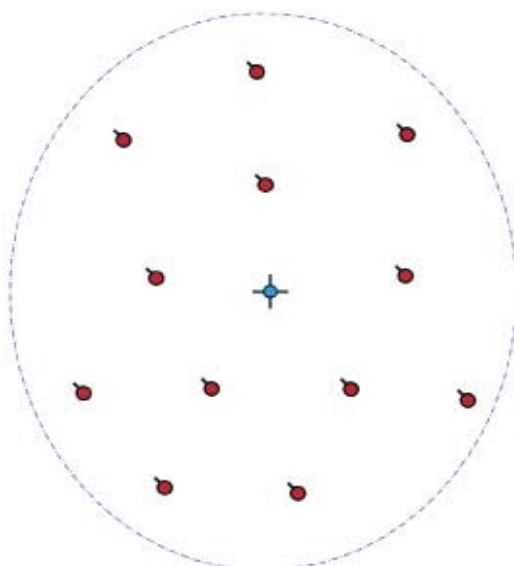


Рис. 4. Центральное заводнение

Кольцевое заводнение применяется для больших круглых залежей.

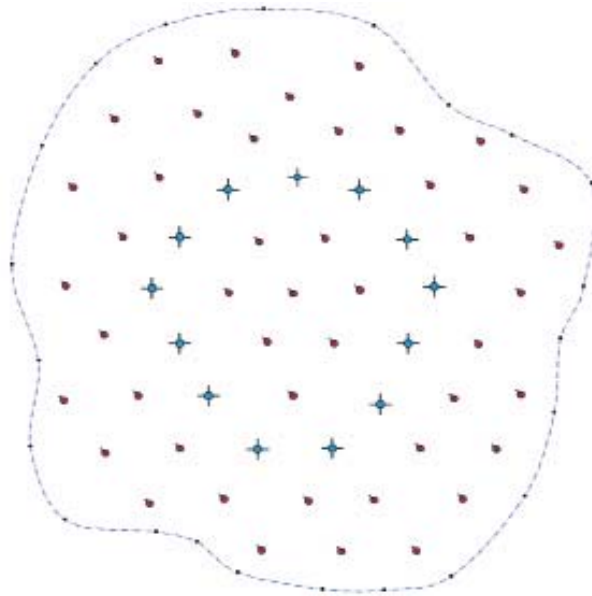


Рис. 5. Кольцевое заводнение

Очаговое и избирательное заводнение используется для усиления воздействия на слабовыработанные участки залежи.

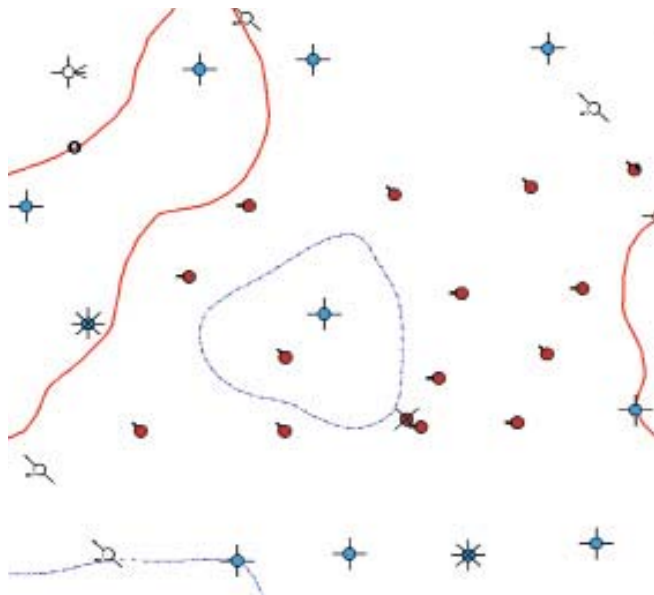


Рис. 6. Очаговое и избирательное заводнение

Барьерное заводнение применяется для изоляции газовой шапки от нефтяной части залежи.

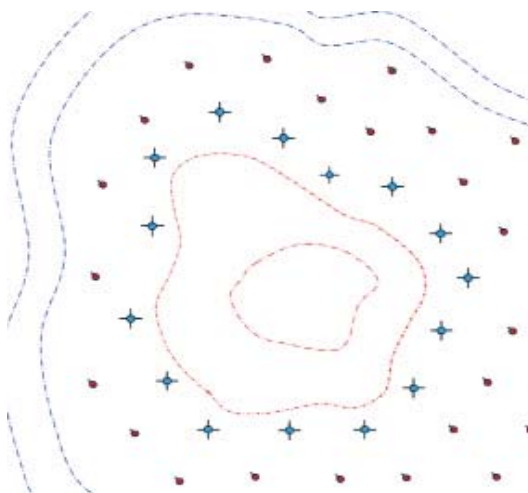


Рис. 7. Барьерное заводнение

Площадное заводнение – разновидность внутриконтурного заводнения, при котором в условиях общей равномерной сетки скважин нагнетательные и добывающие скважины чередуются в строгой закономерности, установленной проектным документом на разработку. Эта система разработки обладает большей активностью по сравнению с вышеуказанными системами.

Применяют несколько вариантов формы сеток и взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин, при которых системы разработки характеризуются различной активностью, т.е. разной величиной отношения количеств нагнетательных и добывающих скважин. Самыми распространенными являются 5-точечная, 7-точечная, 9-точечная системы.

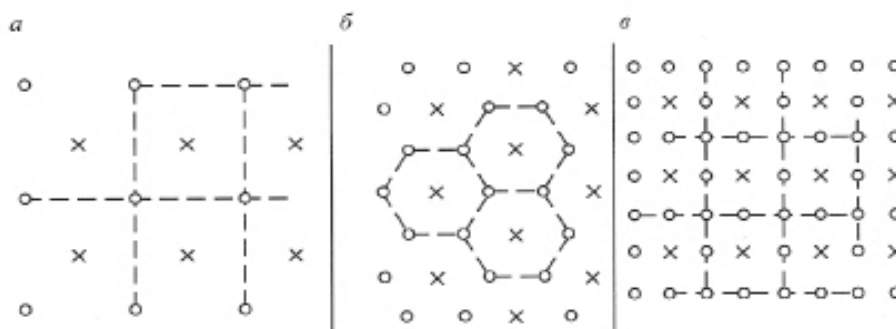


Рис. 8. Схемы размещения скважин при площадном заводнении:

а – 5-точечная система; б – 7-точечная система; в – 9-точечная система.

Пунктиром выделены симметричные элементы

2.2. ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Система ППД должна обеспечить:

- проектный объем закачки рабочего агента в пласт под необходимым давлением по отдельным нагнетательным скважинам, эксплуатационным объектам, по месторождению в целом;
- подготовку закачиваемого в пласт рабочего агента по составу, физико-химическим свойствам, содержанию механических примесей, нефти, микроорганизмов и кислорода до кондиций, предусмотренных проектом разработки;
- физико-химические свойства рабочего агента, закачиваемого в пласт, продолжительную устойчивую приемистость пласта и высокую отмывающую способность;
- совместимость свойств используемой для заводнения воды с пластовой водой, породой коллектора и вытесняемой нефтью;
- исключение возможности аварийных залповых выбросов нефтепродуктов из аппаратов подготовки нефти;
- достоверный учет закачки рабочего агента по отдельным скважинам, эксплуатационным объектам и месторождению в целом;
- возможность систематического измерения рабочего давления и приемистости каждой скважины, а также качества рабочего агента;
- создание резерва поглощающих скважин, если количество попутной воды на месторождении больше необходимого для ППД;
- безопасное осуществление технологических операций без загрязнения недр и окружающей среды.

Качество воды, закачиваемой в пласты, обеспечивается отстоем в резервуарах или емкостях типа ОВ, РВС и т.п., в том числе с гидрофобными жидкостными фильтрами, обработкой во флотационных установках и доочисткой в кустовых модулях тонкой очистки (МТО). МТО представляют собой гидроциклоны, фильтры и т.п., встроенные в кустовые распределительные гребенки воды, и служат для исключения поступления продуктов коррозии водоводов в нагнетательные скважины.

Проницаемость пласта, мкм ²	Качество закачиваемой воды			Оборудование, обеспечивающее требуемое качество воды
	концентрация, мг/л		Допустимый условный диаметр ТВВ, мкм	
	ТВВ	нефтепродуктов		
Высокая (более 60·10 ⁻³)	20–25	25–30	менее 12	ОВ, РВС
Средняя ((15+60)·10 ⁻³)	5–10	10–15	менее 7	ОВ (РВС) + Флотаторы
Низкая (менее 15·10 ⁻³)	менее 5	менее 10	менее 5	+ МТО

2.3. КАТЕГОРИЯ ЗАПАСОВ

Запасы нефти и горючих газов по геологической изученности и степени промышленного освоения подразделяются на категории: А (достоверные), В (установленные), С1 (оцененные), С2 (предполагаемые).

Категория А1 – запасы, которые могут быть получены из скважин эксплуатационного фонда, условия залегания газонефтяных залежей, их режим,

качественный состав нефти и газа изучены на опыте эксплуатации скважин.

Категория А2 – запасы, детально разведанные на площади, оконтуренной по данным скважин, давших промышленные притоки нефти или газа.

Категория В – запасы на площади, промышленная нефтегазоносность доказана наличием на этой площади скважин с благоприятным показателем образцов пород и данных каротажа.

Категория С1 – запасы новых площадей и новых горизонтов на разрабатываемых площадях, в которых хотя бы в одной скважине получен промышленный приток нефти или газа.

Категория С2 – запасы подсчитанные, продуктивность установлена и на данной площади предполагается на основе благоприятных геологических и геофизических данных.

2.4. СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В разработке нефтяных залежей и месторождений выделяют 4 стадии:

I – рост добычи нефти во времени;

II – стабилизация добычи нефти;

III – крутое падение добычи нефти;

IV – низкая добыча нефти с очень медленным падением в течение продолжительного периода времени.

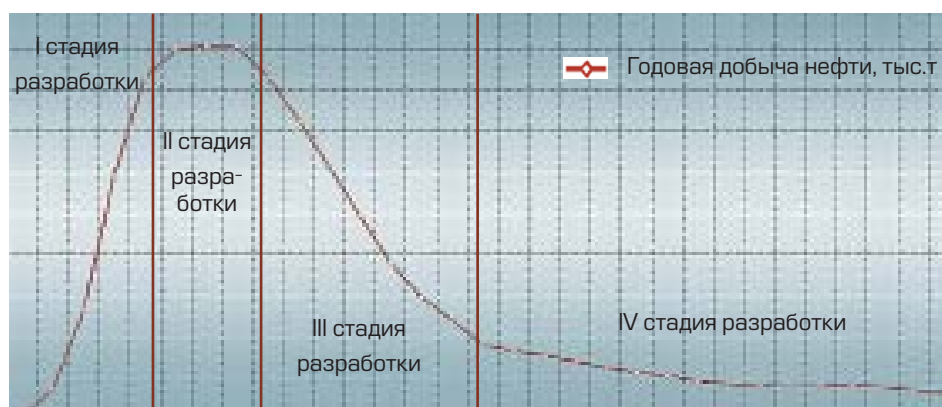


Рис. 9. График разработки месторождения

2.5. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ФОНДА СКВАЖИН

По проектному назначению скважины подразделяют на добывающие, нагнетательные, наблюдательные, специальные.

В процессе разработки месторождения назначение скважин может изменяться в соответствии с утвержденным проектным документом.

Добывающие скважины предназначены для извлечения из залежей углеводородов и сопутствующих компонентов.

Нагнетательные скважины предназначены для воздействия на продуктивные пласты путем нагнетания (закачки) в них воды, газа, пара и других рабочих

агентов. В процессе разработки в число нагнетательных скважин в целях развития системы воздействия могут переводиться скважины других видов.

Наблюдательные скважины подразделяют на контрольные и пьезометрические.

Контрольные скважины предназначены для контроля в процессе разработки в различных участках залежей:

- пластовой температуры;
- положения водонефтяного, газонефтяного, газоводяного контактов;
- нефтегазонасыщенности.

Пьезометрические скважины предназначены для систематического наблюдения за изменением пластового давления в залежах и законтурной области.

Специальные скважины предназначены для добычи технической воды (водозаборные скважины), для сброса промысловых вод (поглощающие скважины), закладки выбуренной породы, других специальных целей (создание и эксплуатация подземных хранилищ газа, ликвидация открытых фонтанов).

Разведочные скважины предназначены для уточнения запасов и получения дополнительной информации для составления следующего проектного документа на разработку.

К *эксплуатационному фонду* относятся добывающие и нагнетательные скважины, действующие, бездействующие и находящиеся в освоении.

Действующими считаются скважины, которые находятся в эксплуатации (т.е. используемые для добычи или закачки) в последний день отчетного месяца, независимо от числа дней их работы в этом месяце.

Действующие скважины подразделяют на дающие продукцию (или используемые для закачки) и простаивающие.

К *простаивающим* относят скважины, которые эксплуатировались в последний месяц отчетного периода, но по состоянию на завершающий день месяца их эксплуатация была остановлена.

Бездействующими считают скважины, не дававшие продукцию (не использовавшиеся для закачки) в течение всего последнего месяца отчетного периода, но работавшие ранее. В бездействующем фонде отдельно учитывают скважины, остановленные в отчетном году и до начала года.

К *скважинам, находящимся в освоении и ожидании освоения* после бурения, относятся скважины, законченные строительством, принятые на баланс пользователя недр и зачисленные в эксплуатационный фонд, но не введенные в эксплуатацию (для добычи или закачки) до завершения отчетного периода.

Добывающие и нагнетательные скважины, выбывшие из эксплуатационного фонда, могут быть переведены в контрольный фонд для выполнения исследовательских работ или выведены в консервацию.

К *находящимся в консервации* относятся скважины любого назначения, не функционирующие в связи с нецелесообразностью или невозможностью их эксплуатации.

Для наблюдения за режимом работы скважин устанавливают контрольно-измерительную аппаратуру и устройства отбора проб добываемой продукции. Соблюдение установленных технологических режимов работы скважин обеспечивает пользователь недр и контролируют уполномоченные контрольными и надзорными органами.

2.6. СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождение	Пласт	Тип залежи по составу флюида	Система разработки	Основной способ увеличения нефтеотдачи пластов
1	2	3	4	5
НГДУ «Федоровскнефть»				
Федоровское	АС4	нефтегазовая	На отдельных участках – площадная девятиточечная система с барьерным и избирательным заводнением, плотность сетки 16 га/скв.; барьерное и избирательное заводнение.	ЗБС, ОПЗ+МУН
	АС5-8	газонефтяная	В северной части Моховой площади – площадная девятиточечная система с плотностью сетки 16 га/скв., элементы однорядной, двухрядной, замкнутой систем разработки.	ЗБС, ОПЗ+МУН
	АС6/1	нефтяная; частично газонефтяная	Избирательная система (добывающие скважины – возвратные с других объектов боковыми стволами при капитальном ремонте, нагнетательные скважины – возвратные с других объектов); приконтурное и очаговое заводнение.	ЗБС, ОПЗ+МУН
	АС7-8	нефтяная; частично газонефтяная	Площадная девятиточечная система, плотность сетки 16 га/скв.; избирательное заводнение.	ЗБС, ОПЗ+МУН
	АС9	нефтяная	Площадная система; базовая плотность сетки 16 га/скв.; очаговое и законтурное заводнение.	ЗБС, ОПЗ+МУН
	БС1-2	нефтяная	На Федоровской и Моховой площадях – блоковая трехрядная система, на Северо-Сургутской площади – площадная девятиточечная система; плотность сетки 32–47 га/скв.; очаговое и законтурное заводнение.	ЗБС, ОПЗ+МУН
	БС10	нефтяная	На Федоровской и Моховой площадях – блоковая трехрядная система с поперечным разрезанием, базовая плотность сетки 20,3–24,8 га/скв.; на Восточно-Моховой (север) площади – блочно-квадратная система, базовая плотность сетки 38,1 га/скв.; на Восточно-Моховой (юг) площади – блоковая трехрядная система с оптимизацией плотности сетки скважин, базовая плотность сетки 31,7 га/скв.	ЗБС, ОПЗ+МУН
	БС10/1	нефтяная	Блоковая трехрядная система с очаговым и законтурным заводнением; плотность сетки 34,6–39,6 га/скв.	ЗБС, ОПЗ+МУН

1	2	3	4	5
Федоровское	БС16	нефтяная	Однорядная система с применением «пологих» скважин и боковых горизонтальных стволов (при капитальном ремонте скважин); на неразбуренных участках – однорядные и трехрядные системы с применением горизонтальных добывающих скважин; плотность сетки 25 га/скв.; на отдельных залежах – избирательные системы с очаговым и приконтурным заводнением.	ЗБС, ОПЗ + МУН
	БС17	нефтяная		ЗБС, ОПЗ + МУН
	БС18	нефтяная		ЗБС, ОПЗ + МУН
	БС19	нефтяная		ЗБС, ОПЗ + МУН
	БС14Ф	нефтяная	Избирательные системы (добывающие скважины – применение технологии резки боковых стволов при капитальном ремонте (из скважин других объектов), нагнетательные скважины – возвратные с других объектов); приконтурное и очаговое заводнение.	ЗБС, ОПЗ + МУН
	БС15Ф	нефтяная		ЗБС, ОПЗ + МУН
	БС16Ф	нефтяная		ЗБС, ОПЗ + МУН
	БС17Ф	нефтяная		ЗБС, ОПЗ + МУН
	БС18Ф	нефтяная		ЗБС, ОПЗ + МУН
	БС17/1Ф	нефтяная		ЗБС, ОПЗ + МУН
	ЮС1/1	нефтяная	Однорядные, трехрядные, площадные с применением горизонтальных и наклонно направленных добывающих скважин и наклонно направленных нагнетательных скважин; плотность сетки 25 га/скв.	ЗБС, ГРП
	ЮС1/2	нефтяная		ЗБС, ГРП
	ЮС1/3	нефтяная		
	ЮС2/1	нефтяная	На участках ОПР однорядные и площадные системы разработки с применением горизонтальных добывающих скважин, плотность сетки 21,3–33,4 га/скв.; на основной площади – однорядные системы с плотностью сетки 16 га/скв.	ЗБС, ГРП
	ЮС2/2	нефтяная		ЗБС, ГРП
Дунаевское	АС4-6	нефтегазовая	Эксплуатация на естественном режиме.	ОПЗ + МУН
	АС7-8	нефтяная	Семиточечная система разработки, добывающие боковые стволы ориентированы по ребрам элемента семиточечной системы, нагнетательные – таким образом, чтобы перфорированная часть ствола соответствовала центру элемента.	ЗБС, ОПЗ + МУН
	АС9	нефтяная	Избирательная система разработки; очагово-избирательное заводнение.	ЗБС, ОПЗ + МУН
	БС10	нефтяная	Очагово-избирательная система разработки.	ЗБС, ОПЗ + МУН
	БС10/1	нефтяная	Очагово-избирательная система разработки с размещением скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 500 м.	ЗБС, ОПЗ + МУН
	БС18	нефтяная	Избирательная система разработки; естественный режим.	ОПЗ + МУН
	ЮС1	нефтяная	Эксплуатация на естественном режиме.	

1	2	3	4	5
НГДУ «Лянторнефть»				
Западно-Камынное	АС10/2	нефтяная	Обращенная девятиточечная с размещением скважин по квадратной сетке плотностью 500×500 м. Испытание одновременно-раздельной закачки с объектом АС11/1(1).	
	АС10/3	нефтяная	На основе девятиточечной путем перевода добывающих скважин объекта АС12/1, выполнивших проектное назначение, плотность сетки 500×500 м. Организация одновременно-раздельной закачки с объектом АС12/1.	
	АС11/1(1)	нефтяная	Залежь 1 (объект АС11/1(1)): бурение одной добывающей скважины с зарезкой на ней БС при КРС; залежь 2 (объект АС11-12): в центральной части – блоковая трехрядная, в южной и западной части – обращенная девятиточечная с размещением скважин по квадратной сетке плотностью 500×500 м. На отдельных участках организация очагового заводнения.	ЗБС, ГРП, ОПЗ+МУН
	АС11/1(2)	нефтяная	В центральной части – блоковая трехрядная, в южной и западной части – обращенная девятиточечная с размещением скважин по квадратной сетке плотностью 500×500 м. На отдельных участках организация очагового заводнения.	ЗБС, ГРП, ОПЗ+МУН
	АС11/1(3)	нефтяная	В центральной части – блоковая трехрядная, в южной и западной части – обращенная девятиточечная с размещением скважин по квадратной сетке плотностью 500×500 м.	ЗБС, ГРП, ОПЗ+МУН
	АС11/2	нефтяная	В центральной части – блоковая трехрядная, в южной и западной части – обращенная девятиточечная с размещением скважин по квадратной сетке плотностью 500×500 м.	
	АС12/1	нефтяная	Система, сформированная на основе девятиточечной, путем перевода добывающих скважин объекта АС12/1, выполнивших свое проектное назначение, организация технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин с пластом АС12/1, плотность сетки 500×500 м.	ГРП, ОПЗ+МУН
	АС12/2	нефтяная	В центральной части – блоковая трехрядная, в южной и западной части – обращенная девятиточечная с размещением скважин по квадратной сетке плотностью 500×500 м. На отдельных участках организация очагового заводнения.	ГРП, ОПЗ+МУН

1	2	3	4	5
Западно-Камынное	Ач1	нефтяная	Пятиточечная с размещением скважин по квадратной сетке плотностью 500×500 м.	
	Ач2	нефтяная		
	Ач3	нефтяная		
	ЮСО	нефтяная	Объект ОПР. Бурение горизонтальных скважин с горизонтальными ответвлениями, вскрытие пласта на депрессии. Естественный режим	
	ЮС2/1	нефтяная	Объект ОПР. Пятиточечная с размещением горизонтальных и наклонно направленных скважин по квадратной сетке плотностью 500×500 м.	
Западно-Сахалинское	АС11/1-2	нефтяная	Пятиточечная с плотностью сетки 600×600 м, с переходом в центральной части залежи на девятиточечную с плотностью сетки 425×425 м путем бурения уплотняющих скважин. На остальных частях залежи – уплотнение сетки путем резки БС при КРС.	ГРП, ОПЗ + МУН
	АС12/1-2	нефтяная	Пятиточечная с плотностью сетки 600×600 м, с переходом в центральной части залежи на девятиточечную с плотностью сетки 425×425 м путем бурения уплотняющих скважин. На остальных частях залежи – уплотнение сетки путем резки БС при КРС.	ГРП, ОПЗ + МУН
	ЮСО	нефтяная	Объект ОПР. Размещение горизонтальных и наклонно направленных скважин по площадной системе с плотностью сетки 800×800 м. На каждом элементе первой бурится центральная наклонно направленная скважина для уточнения строения баженовской свиты и определения величины пластового давления. Естественный режим.	ЗБС, ГРП, ОПЗ + МУН
Ларкинское	АС7	нефтяная	Зарезка бокового горизонтального ствола при КРС из скважины №151Р. Естественный режим.	
	АС9	нефтяная	Эксплуатация скважинами возвратными с ЮС2. Очагово-избирательное заводнение.	
	БС8/2	нефтяная	Бурение трех наклонно направленных скважин с последующей резкой БС при КРС. Естественный режим.	ГРП, ОПЗ + МУН
	ЮС2	нефтяная	Участки ОПР: размещение скважин по пятиточечной системе 500×500м; применение горизонтальных добывающих, буримых на депрессии или на равновесии; наклонно направленных добывающих и нагнетательных с различными модификациями ГРП, зарезок БС при КРС.	ГРП, ОПЗ + МУН

1	2	3	4	5
Лянторское	АС9	нефтегазо-конденсатная	Объект АС9-11: на основной площади – площадная обращенная девятиточечная 400×400 м; на Тайбинской и Тяняунской площадях – трехрядная по квадратной сетке 400×400 м, на Тутлимской площади трехрядная по квадратной сетке 500×500 м, на участке слияния Востокинской и Тяняунской площадей трехрядная по квадратной сетке 566×566 м с плотностью 32 га/скв.; на залежи АС11 в районе скв. №9Р – трехрядная по квадратной сетке 400×400 м. На отдельных участках очаговое, приконтурное и барьерное заводнение.	ЗБС, ОПЗ+МУН
	АС10	нефтегазо-конденсатная		ЗБС, ОПЗ+МУН
	АС11	нефтегазо-конденсатная		ЗБС, ОПЗ+МУН
	БС8/2	нефтяная	Треугольная 600×600 м. Очаговое и приконтурное заводнение.	ОПЗ+МУН
	БС18	нефтяная	Площадная обращенная девятиточечная, 400×400 м. Применение возвратного фонда – углубление скважин, выполнивших проектное назначение, с объекта АС9-11.	ОПЗ+МУН
Маслиховское	АС11	нефтяная	Треугольная сетка 7,1–21,7 га/скв., стягивание фронта вытеснения к центру залежи путем поперечного разрезания.	ОПЗ+МУН
	БС4/02	нефтяная	Трехрядная система с размещением наклонно направленных и четырех горизонтальных скважин по квадратной сетке с плотностью 500×500 м. В краевых частях залежи бурение боковых горизонтальных стволов из скважин объекта БС4/02 и объекта АС11.	ОПЗ+МУН
	ЮСО	нефтяная	Опытно-промышленная разработка на естественном режиме с использованием наклонно направленных скважин с проведением селективного массивированного ГРП и созданием искусственной трещиноватости.	ГРП, ОПЗ+МУН
Назаргалеевское	АС11	нефтяная	На разбуренной части залежи блоковая трехрядная система по квадратной сетке 500×500 м, зарезка БС с горизонтальным окончанием при КРС, в северной части формирование однорядной системы 600×600 м с бурением наклонно направленных и горизонтальных скважин.	ЗБС, ОПЗ+МУН
	БС4/1(3-4)	нефтяная	Район скв. №386 – размещение одной добывающей скважины с двумя горизонтальными БС и одной наклонно направленной нагнетательной скважины; район скважины №3219Р зарезка при КРС бокового ствола с горизонтальным участком из скважины №483 объекта АС11, выполнившей проектное назначение.	

1	2	3	4	5
Назаргалеевское	ЮС2/2	нефтяная	Район скв. №340 – размещение горизонтальной добывающей скважины с зарезкой при КРС горизонтального БС и наклонно направленной нагнетательной скважины с проведением ГРП на стадии строительства; район скважины №3219Р зарезка при КРС бокового ствола с горизонтальным участком из скважины №483 объекта АС11, выполнившей проектное назначение.	
Санинское	АС11	нефтяная	Трехрядная с размещением скважин по квадратной сетке 500×500 м. Применение возвратного фонда по мере выбытия скважин на другом объекте, зарезка при КРС горизонтальных БС в зоны с высокой концентрацией остаточных запасов. Организация очагового заводнения.	ОПЗ+МУН
	БС4/1(1-2)	нефтяная	Трехрядная с размещением скважин по квадратной сетке 500×500 м, с проведением ГРП в добывающих скважинах на стадии освоения, зарезка при КРС горизонтальных БС в зоны с высокой концентрацией остаточных запасов. Организация очагового заводнения.	ГРП, ОПЗ+МУН
	ЮС2	нефтяная	Не разрабатывается.	
Северо-Селияровское	АС5	нефтяная	В северной части – трехрядная, с размещением скважин по квадратной сетке 500×500 м; в южной части – обращенная девятиточечная с плотностью сетки 500×500 м. Организация очагового заводнения.	ГРП, ОПЗ+МУН
Сынеганское	ЮКО	нефтяная	Проведение ОПР с приобщением пласта ЮКО в пяти скважинах объекта ЮК2-4. Естественный режим.	ГРП, ОПЗ+МУН
	ЮК2-3	нефтяная	Объект ЮК2-4. В районе скважин №1П, 3Р – площадная пятиточечная с размещением наклонно-направленных скважин по квадратной сетке 700×700 м, с уплотнением сетки до 495×495 м на участках залежи в пределах 14 м изопахиты. На северной части залежи – естественный режим; на южном участке залежи заводнение.	ГРП, ОПЗ+МУН
	ЮК4	нефтяная		
Явинлорское	БС4	нефтяная	Однорядная, с бурением добывающих и нагнетательных горизонтальных скважин с зарезками БС при КРС.	ГРП, ОПЗ+МУН, ЗБС
	ЮСО	нефтяная	Однорядная, с бурением добывающих и нагнетательных ГС. Попеременная добыча нефти и закачка воды.	
	ЮС2	нефтяная	Однорядная, с бурением добывающих и нагнетательных ГС с зарезками боковых стволов при КРС.	ГРП, ОПЗ+МУН, ЗБС

1	2	3	4	5
НГДУ «Комсомольскнефть»				
Савуйское	БС10	нефтяная	Трехрядная блоковая система разработки, базовая плотность сетки 22,4 га/скв. (425×600 м), применение очагового заводнения на отдельных участках залежи, гидродинамических методов, зарезок боковых стволов при КРС.	ОПЗ + МУН
	ЮС2/1	нефтяная	Продолжение опытно-промышленных работ по поиску эффективных технологий разработки: на разбуренных участках площадная пятиточечная система разработки с горизонтальными добывающими скважинами, расстояние между скважинами 500 м, на неразбуренных участках применение площадной семиточечной обращенной системы разработки с ГРП на стадии освоения во всех скважинах, расстояние между скважинами 500 м, на участке в районе скважины №4251П применение прямой площадной семиточечной системы с сеткой скважин такой же плотности.	ЗБС, ГРП
Родниковое	БС10/0	нефтяная	Залежь 1 – размещение скважин по треугольной сетке с базовой плотностью 25 га/скв. (500×500 м), приконтурное, законтурное и очагово-избирательное заводнение, уплотнение сетки возвратным фондом, боковыми стволами при КРС, приобщением скважин других объектов; залежь 2 – разработка на естественном режиме возвратной скважиной с боковым горизонтальным стволом при КРС (длина ГУ 200–300 м).	ОПЗ + МУН
	БС10/1	нефтяная	Залежь 1 – избирательное размещение скважин, очагово-избирательное и приконтурное заводнение, уплотнение сетки возвратным фондом, боковыми стволами при КРС, приобщением скважин других объектов; залежь 2 – разработка на естественном режиме возвратной скважиной.	ОПЗ + МУН
	БС12/1-3	нефтяная	Залежь 1 – замкнутая блочно-квадратная система воздействия с базовой плотностью сетки 19 га/скв. с переходом на очагово-избирательное заводнение, уплотнение сетки боковыми стволами при КРС, ввод в эксплуатацию скважин из неработающего фонда; залежь 2 – замкнутая блочно-квадратная система воздействия с базовой плотностью сетки 16 га/скв. (южная часть залежи), трехрядная система воздействия в сочетании с очаговым заводнением с базовой плотностью сетки 16 га/скв. (восточная часть залежи).	ОПЗ + МУН

1	2	3	4	5
Родниковое			Переход на очагово-избирательное заводнение, уплотнение сетки боковыми стволами при КРС, ввод в эксплуатацию скважин из неработающего фонда; залежь района скважины №31Р – размещение двух горизонтальных скважин (длина ГУ 200–300 м), естественный режим; залежь района скважины №24Р – размещение одной горизонтальной скважины (длина ГУ 200–300 м), естественный режим; залежь района скважины №84Р – размещение двух горизонтальных скважин (длина ГУ 200–300 м), естественный режим.	
	ЮС1	нефтяная	Залежь района скважин №207Р, 194Р – трехрядная система воздействия в сочетании с приконтурным и очаговым заводнением, на разбуренной части размещение скважин по треугольной сетке с базовой плотностью 16 га/скв. (400×400 м); на неразбуренной части размещение скважин по треугольной сетке с базовой плотностью 25 га/скв. (500×500 м), в стягивающих рядах применение горизонтальных скважин (длина ГУ 300 м) через одну с наклонно направленными; уплотнение сетки боковыми стволами при КРС и возвратным фондом; залежь района скважины №196Р – разработка на естественном режиме возвратной с БГС при КРС (длина ГУ 200–300 м); залежь района скважины №21Р – размещение скважин по треугольной сетке с плотностью 16 га/скв. (400×400 м), трехрядная система воздействия, применение в стягивающих рядах горизонтальных скважин (длина ГУ 200–300 м) через одну с наклонно направленными скважинами.	ЗБС, ГРП
	ЮС2/1	нефтяная	Проведение ОНР: участок ОНР №1 (район скважины №5Р) площадная пятиточечная система разработки с плотностью сетки 27 га/скв. с горизонтальными добывающими скважинами (длина ГУ 300 м), нагнетательные скважины с ГРП; участок ОНР №2 (район скважины №217Р) площадная семиточечная обращенная система разработки с плотностью сетки 13,9 га/скв. с ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах; участок ОНР №3 (район скважин №11Р, 21Р) площадная пятиточечная система разработки с плотностью сетки 12,3 га/скв. с ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах;	ЗБС, ГРП

1	2	3	4	5
Родниковое			участок ОПР №4 (район скважины №29Р) площадная семиточечная обращенная система с плотностью сетки 21,7 га/скв. с ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах. На остальной продуктивной площади объекта – площадная обращенная семиточечная система с плотностью сетки 21,7 га/скв. с ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах. Формирование проектной сетки путем бурения новых скважин и углубления боковыми стволами скважин объекта БС12/1-3, выполнивших свое проектное назначение.	
Русскинское	БС11/1	нефтяная	Размещение скважин по треугольной сетке 500×500 м с базовой плотностью 21,7 га/скв., приконтурное и законтурное заводнение с последующим переносом фронта нагнетания (залежь 1), очагово-избирательное заводнение (залежь 2); избирательное размещение скважин с приконтурным заводнением (залежь 4); избирательное размещение скважин с эксплуатацией на естественном режиме (залежи 3 и 5). Уплотнение сетки скважин залежей боковыми стволами при КРС и возвратным фондом.	ЗБС
	ЮС1/1	нефтяная	По объекту ЮС1 – размещение скважин по треугольной сетке 500×500 м, трехрядная система в сочетании с приконтурным и очаговым заводнением (залежь 1); размещение скважин по треугольной сетке 600×600 м с горизонтальными добывающими скважинами в стягивающем ряду (длина ГУ 300 м) и ГРП в добывающих скважинах первого ряда, плотность сетки 24 га/скв., трехрядная система разработки (залежи 2, 3, 15, 17, 18, 19); избирательная система размещения скважин с приконтурным и очаговым заводнением, добывающие скважины горизонтальные (длина ГУ 300 м) и наклонно направленные с ГРП (залежи 14, 16); избирательное размещение скважин с эксплуатацией на естественном режиме (залежи 4, 6, 7, 8, 9, 11); избирательное размещение скважин с приконтурным заводнением (залежь 5); размещение скважин по треугольной сетке 500×500 м, приконтурное, законтурное и очаговое заводнение (залежь 10); пятиточечная система, добывающие скважины горизонтальные (длина ГУ 300 м);	ЗБС, ГРП

1	2	3	4	5
Русскинское	ЮС1/2	нефтяная	сетка скважин 500×500 м (залежи 12, 12а); треугольная сетка скважин 600×600 м с приконтурным и очаговым заводнением (залежь 13). Уплотнение сетки скважин залежей боковыми стволами при КРС и возвратным фондом.	ЗБС, ГРП
	ЮС2/1	нефтяная	По объекту ЮС2 — на основной части неразбуренной площади объекта размещение скважин по площадной обращенной семиточечной системе разработки 500×500 м с проведением в скважинах ГРП, на отдельных участках: площадная обращенная девятиточечная система 400×400 м (район скважин №211Р, 2011Р), площадная пятиточечная система 600×600 м с добывающими горизонтальными скважинами с длиной горизонтального участка 300 м (район скважины №2036Р), однорядная система 500×500 м с добывающими горизонтальными скважинами с длиной горизонтального участка 300 м (район скважины №216Р), бурение одного опытного семиточечного элемента с уплотнением до 4 га/скв. (район скважины №2007Р). Проведение опытных работ по гидроразрыву пласта в горизонтальных скважинах на участке объекта ЮС2 в районе скважины №216Р.	ГРП
	ЮС2/2	нефтяная		ГРП
Конитлорское	БС10/0	нефтяная	Трехрядная блоковая система разработки с размещением скважин по равномерной треугольной сетке 445×445 м плотностью 17,2 и 27,4 га/скв. с горизонтальными добывающими скважинами (длина горизонтального участка 300 и 600 м), переход в краевых частях блоков на однорядную систему воздействия, очаговое и приконтурное заводнение, зарезка боковых стволов при капитальном ремонте скважин, одновременно-раздельная закачка с нижележащими объектами.	ЗБС, ГРП
	АЧ1	нефтяная	По объекту Ачим. 1-5 — на разбуренных участках трехрядная блоковая система разработки с размещением скважин по равномерной треугольной сетке плотностью 17,2 и 27,4 га/скв. с горизонтальными добывающими скважинами, на неразбуренных участках — размещение скважин по равномерной треугольной сетке 445×445 м плотностью 17,2 га/скв., в стягивающих рядах бурение горизонтальных скважин (с «пилотными» стволами,	ЗБС, ГРП

1	2	3	4	5
Конитлорское	АЧ2	нефтяная	длина горизонтального участка 300 м) через одну с наклонно направленными, трехрядная блоковая система разработки с переходом на очаговое и приконтурное заводнение на отдельных краевых участках залежей. В зависимости от геологического строения на отдельных участках вместо горизонтальных применение наклонно направленных скважин, на участках залегания нескольких пластов ачимовской толщи — применение многоствольных горизонтальных скважин и одновременно-раздельной закачки.	ЗБС
	АЧ3	нефтяная		ЗБС
	ЮС1	нефтяная	Размещение скважин на крупных залежах по площадной пятиточечной системе разработки, расстояние между скважинами 400 м, плотность сетки 16 га/скв., проведение ГРП в нагнетательных и добывающих скважинах; на мелких залежах избирательное размещение скважин с очаговым заводнением.	ГРП
НГДУ «Нижнесортимскнефть»				
Ульяновское	АС11/1	нефтяная	Размещение скважин по квадратной сетке с расстоянием между скважинами 500 м; очагово-избирательное заводнение, плотность сетки скважин 21,5 га/скв. Уплотнение сетки скважин в зонах сосредоточения остаточных извлекаемых запасов зарезкой при КРС 10 боковых стволов с горизонтальными участками (длина ГУ 300 м).	ЗБС, ОПЗ+МУН
	БС4/1(1-2)	нефтяная	Размещение скважин по квадратной сетке с расстоянием между скважинами 500 м, применение блоковой трехрядной системы заводнение, плотность сетки скважин 20,5 га/скв. Уплотнение сетки скважин в зонах сосредоточения остаточных извлекаемых запасов зарезкой при КРС 20 боковых стволов с горизонтальными участками (длина ГУ 300 м).	ОПЗ+МУН
	ЮСО	нефтяная	Размещение скважин по квадратной сетке с расстоянием между скважинами 600 м, разработка залежи на естественном режиме, плотность сетки скважин 29,6 га/скв.	ЗБС, ГРП
Алехинское	АС9	нефтяная	Блоковая трехрядная система в сочетании с приконтурным заводнением, размещение скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважин 500 м, с зарезкой при КРС 8 горизонтальных боковых стволов (длина ГУ 250 м), плотность сетки скважин 21,6 га/скв.	ОПЗ+МУН, ЗБС

1	2	3	4	5
Алехинское	АС10	нефтяная	Блоковая трехрядная система в сочетании: с приконтурным заводнением, размещение скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважин 500 м (основная залежь); очагово-избирательной с размещением скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважин 500 м (залежь в районе скв. 741); естественный режим (залежь в районе скв. 63Р); Зарезка при КРС 31 бокового горизонтального стволов (длина ГУ 250 м), перевод 7 скважин с других объектов, плотность сетки скважин 23,4 га/скв.	ОПЗ+МУН, ЗБС
	АС11/1	нефтяная	Приконтурное заводнение с размещением скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 500 м, с зарезкой при КРС 11 боковых стволов (в т.ч. 3 горизонтальных с длиной ГУ 250 м), перевод одной скважины с другого объекта, плотность сетки 30,8 га/скв.	ОПЗ+МУН, ЗБС
	АС11	нефтяная	Приконтурное заводнение с размещением скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 500 м (основная залежь); естественный режим (залежи в районе скв. 80Р и 3064Р). Зарезка при КРС 12 боковых стволов (в т.ч. 4 горизонтальных с длиной ГУ 250 м), перевод 1 скважины с другого объекта, плотность сетки скважин 22,5 га/скв.	ОПЗ+МУН, ЗБС
	АС12	нефтяная	Приконтурное заводнение с размещением скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 500 м (залежь основная, р-н скв. 63Р); очагово-избирательное с размещением скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 500 м (залежь в районе скв. 80Р); естественный режим (залежь в районе скв. 3062П). Зарезка при КРС 20 боковых стволов (в т.ч. 14 горизонтальных с длиной ГУ 250 м), плотность сетки скважин 24,9 га/скв.	ОПЗ+МУН, ЗБС
	АЧ	нефтяная	Обращенная девятиточечная система с расстоянием между скважинами 354 м, проведение ГРП на стадии строительства скважин, плотность сетки скважин 18,2 га/скв.	
	ЮСО	нефтяная	Избирательная система с бурением 8 скважин (в т.ч. 3 горизонтальных с длинами участков 300 и 500 м), проведение ГРП на стадии строительства скважин, плотность сетки 44,3 га/скв.	ГРП

1	2	3	4	5
Ай-Пимское	АС11	нефтяная	Залежь 1 (северная часть) – пятиточечная система с плотностью сетки 32 га/скв. (расстояние между скважинами 566 м), уплотнение сетки путем резки боковых стволов при капитальном ремонте скважин; залежь 1 (южная часть), 3, 4 – обращенная девятиточечная система с плотностью сетки 16 га/скв. (расстояние между скважинами 400 м); залежи 2 и 5 – пятиточечная система с плотностью сетки 32 га/скв. (расстояние между скважинами 566 м). Во всех скважинах проведение ГРП на стадии строительства скважин, на отдельных участках применение очагово-избирательного заводнения.	ГРП, ОПЗ+МУН
	АС12	нефтяная		
	АЧ4	нефтяная	Проведение ОПР на двух участках в р-не скважин №5Р (бурение горизонтальных добывающих скважин) и №7Р (бурение наклонно направленных скважин с ГРП). Однорядная система с плотностью сетки 32 га/скв., формируемой из собственных скважин и возвращаемых с объекта АС11+АС12. Во всех скважинах проведение ГРП на стадии строительства скважин.	
	ЮСО	нефтяная	Проведение ОПР в р-не скважин №4012П и №4034П. Размещение скважин по квадратной сетке с плотностью 57 га/скв. Разработка на естественном режиме. Формирование девятиточечных элементов, в центре которых размещаются наклонно направленные скважины с ГРП. В центральных скважинах сформированных элементов после снижения дебитов и перевода на мехдобычу (ориентировочно на 4–6 лет эксплуатации) проведение работ по созданию искусственной трещиноватости единовременной закачкой воды при высоком давлении. В двух добывающих скважинах после снижения дебитов проведение опытных работ по продолжительной (до 1 года) закачке воды с целью поддержания пластового давления. Проведение работ по уплотнению сетки путем резки боковых стволов.	ЗБС, ГРП
Нижне-Сортымское	АС12 (АС12/1+ АС12)	нефтяная	Основная залежь – трехрядная система, с размещение скважин по квадратной сетке 400×400 м, с плотностью сетки 16 га/скв., уплотнение зоны стягивания путем резки боковых стволов из обводненных и аварийных скважин, на отдельных участках – очаговое заводнение.	ЗБС, ОПЗ+МУН

1	2	3	4	5
Нижне-Сортимское			Северная залежь (р-он скв.№56П) – семиточечная система, с расстоянием между скважинами 700 м, на участке с максимальными нефтяными толщами проведение опытных работ по бурению и эксплуатации двух горизонтальных скважин. Залежь в районе скв.№3601П, 53П – пятиточечная система, с расстоянием между скважинами 500 м.	
	ЮС2	нефтяная	Пятиточечная система, с расстоянием между скважинами 500 м с выделением трех участков ОПР. Участок 1 (р-он скв. №223Р) – проведение большеобъемного ГРП с закачкой проппанта не менее 120–160 т на скважину, ввод скважин под закачку сразу после бурения. Участок 2 (р-он скв. №3602Р) – проведение ГРП с отсрочкой 1 год. Технология ГРП: большеобъемный с закачкой проппанта не менее 120–160 т на скважину. Нагнетательные скважины – 1 год в отработке на нефть. Участок 3 (р-он скв. №208Р) – ГРП после проведения промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин, нагнетательные скважины – 1 год в отработке на нефть.	
Камыновское	АС11	нефтяная	Залежь 1 – блоковая трехрядная система с размещением скважин по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 500 м, между скважинами в рядах 866 м, между рядами 250 м, в северной части залежи уплотнение 12 наклонно направленными скважинами, южной – формирование однорядной системы воздействия на пласт, в целом по залежи уплотнение путем резки БС при КРС, базовая плотность сетки 28,7 га/скв., условная – 24,1 га/скв.; залежь 2 – очагово-избирательное заводнение с размещением скважин по равномерной треугольной сетке при расстоянии между скважин 500 м, уплотнение путем резки БС при КРС, базовая плотность сетки 37,2 га/скв., условная – 26 га/скв.; залежь 3 – приконтурное заводнение с размещением скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважин 500 м, уплотнение путем резки БС при КРС и создания дополнительного очага заводнения, базовая плотность сетки 34,8 га/скв., условная – 25 га/скв.;	ЗБС, ОПЗ + МУН

1	2	3	4	5
Камыньское			залежь 4 – приконтурное заводнение с наклонно направленными и горизонтальными добывающими скважинами, дальнейшее уплотнение сетки путем зарезки БС при КРС, базовая плотность сетки 27,8 га/скв., условная – 20,7 га/скв.; залежь 5 – приконтурное и очагово-избирательное заводнение с размещением скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 500 м, дальнейшее уплотнение сетки путем зарезки БС при КРС, базовая плотность сетки 29,6 га/скв., условная – 21,5 га/скв.; залежь в районе скв. №3229Р – приконтурное заводнение с размещением скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 500 м, зарезка БС при капитальном ремонте скважины №3229Р и создание дополнительного очага заводнения, базовая плотность сетки 18,6 га/скв., условная – 16,6 га/скв.	
	БС22	нефтяная	Пятиточечная система разработки с зарезкой из каждой добывающей скважины основной сетки (пилотного ствола) бокового ствола с ГУ длиной 300 м и проведением направленного ГРП в нагнетательной скважине на стадии строительства с расстоянием между нагнетательной скважиной и пилотным стволом 600 м.	
	ЮСО	нефтяная	На участке в р-не скв. №79Р – бурение 5 наклонно направленных скважин с проведением большеобъемного ГРП. На участке в р-не скв. №78РБ – бурение 1 первоочередной наклонно направленной скважины с проведением большеобъемного ГРП и 4 горизонтальных скважин. На участке в р-не скв. №77Р – бурение 1 первоочередной наклонно направленной скважины с проведением большеобъемного ГРП и 4 многозабойных горизонтальных скважин.	ГРП
	ЮС2	нефтяная	На участках ОПР в р-не скважин №43Р, 45Р, 48Р эксплуатация тремя горизонтальными скважинами на режиме истощения.	
Тромьеганское	АС9	нефтяная	Объект АС9-10 – блоковая трехрядная с очаговым и приконтурным заводнением, сетка скважин 433×500 м, плотность сетки 21,7 га/скв.	ОПЗ+МУН
	АС10/2	нефтяная		

1	2	3	4	5
Луковьявское	АЧ2 + 3	нефтяная	Пятиточечная система с плотностью сетки 16 га/скв. Проведение ОПР по оценке эффективности применения наклонно направленных с ГРП и горизонтальных скважин. Проведение ГРП в наклонно направленных скважинах на стадии строительства.	ГРП
	АЧ1	нефтяная		ГРП
	АС9	нефтяная	Трехрядная блоковая система с плотностью сетки 21,7 га/скв. На отдельных участках бурение горизонтальных скважин, при необходимости уплотнение зоны нагнетания — нагнетательными скважинами пласта АС10 (одновременно-раздельная закачка), очаговое заводнение. Расстояние между скважинами 500 м.	ЗБС, ОПЗ + МУН
	АС10	нефтяная	Трехрядная блоковая система с плотностью сетки 21,7 га/скв. На отдельных участках бурение горизонтальных скважин, при необходимости уплотнение зоны нагнетания — нагнетательными скважинами пласта АС10 (одновременно-раздельная закачка), очаговое заводнение. Расстояние между скважинами 500 м.	ЗБС, ОПЗ + МУН
Мурьянское	АС9	нефтяная	Блоковая трехрядная система размещения скважин с расстоянием между скважинами 500 м. Зарезка горизонтальных боковых стволов при капитальном ремонте обводненных скважин. На отдельных участках уплотнение нагнетательных рядов за счет транзитных скважин с применением оборудования одновременно-раздельной закачки. Разобщение пластов в совместных скважинах.	ОПЗ + МУН
	АС10	нефтяная	Блоковая трехрядная система размещения скважин с расстоянием между скважинами 500 м. Зарезка горизонтальных боковых стволов при капитальном ремонте обводненных скважин. На отдельных участках уплотнение нагнетательных рядов за счет транзитных скважин с применением оборудования одновременно-раздельной закачки. Разобщение пластов в совместных скважинах.	ОПЗ + МУН
	БС7/1	нефтяная	Эксплуатация скважинами выполнившими проектное назначение на выше — и нижележащих объектах путем «возврата» или зарезки боковых стволов при капитальном ремонте скважин.	

1	2	3	4	5
Мурьяунское	ЮСО	нефтяная	Опытно-промышленная разработка на участке в районе скважины №110Р. Формирование: восьми элементов пятиточечной системы с плотностью сетки 16 га/скв., состоящей из наклонно направленных скважин с ГРП; восьми элементов однорядной системы с плотностью сетки 16 га/скв., состоящей из добывающих горизонтальных скважин пробуренных на депрессии и нагнетательных наклонно направленных скважин с ГРП.	ЗБС, ГРП
Юкьяунское	АС9	нефтяная	По объекту АС9-10 – трехрядная система размещения скважин. На участках обособленного (без пласта АС10) залегания пласта АС9 в стягивающих рядах бурятся горизонтальные скважины. Длина горизонтального участка 400 м. Расстояние между серединами горизонтальных участков 500 м. В первых рядах бурятся наклонно направленные скважины, расстояние между скважинами 1000 м. Нагнетательные скважины бурятся наклонно направленными, расстояние между скважинами 500 м. Плотность сетки 28,9 га/скв. На участках совместного залегания пластов АС9 и АС10 в стягивающих рядах бурятся самостоятельные на каждый пласт горизонтальные скважины. Длина горизонтального участка 500 м. Расстояние между серединами горизонтальных участков 1000 м. В первых рядах бурятся наклонно направленные скважины, в которых совместно эксплуатируются два пласта АС9 и АС10, расстояние между скважинами 1000 м. Нагнетательные скважины бурятся наклонно направленными, на каждый пласт по своей сетке. Расстояние между нагнетательными скважинами на каждом пласте 500 м. При капитальном ремонте обводнившихся скважин производится зарезка горизонтальных боковых стволов. Проектная плотность сетки с учетом зарезки горизонтальных боковых стволов 26 га/скв.	ЗБС, ОПЗ+МУН
	АС10/1	нефтяная	Проведение ОПР: – по зарезке боковых стволов в разреженные участки между скважинами первых рядов – в 5 скважинах;	ЗБС, ОПЗ+МУН

1	2	3	4	5
Юкьяунское			— по освоению технологии зарезки боковых стволов с сохранением возможности эксплуатации основного ствола — в 5 скважинах. По результатам опытных работ количество боковых стволов может быть увеличено.	
	АЧ4	нефтяная	По объекту АЧИМ2-4 (ОПР — район скв. №580Р) — однорядная система размещения скважин. Добывающие скважины (через одну) бурятся самостоятельно на каждый пласт АЧИМ2-3 и АЧИМ4. В скважинах выполняется зарезка двух горизонтальных боковых стволов вдоль линии ряда. Длина горизонтальных участков 200 м. Расстояние между серединами горизонтальных участков 500 м. Нагнетательные скважины бурятся наклонно направленными, эксплуатируются на два пласта. На стадии строительства в скважинах проводится ГРП. Расстояние между нагнетательными скважинами 500 м. Плотность сетки 25 га/скв.	
	ЮС2	нефтяная	По объекту ЮС1-2 опытно-промышленная разработка в районе скв. №580Р, система размещения скважин — однорядная. Добывающие скважины — горизонтальные, длина горизонтального участка 400 м.	ОПЗ+МУН
			Нагнетательные скважины — наклонно направленные, на стадии строительства проводится ГРП. Расстояние между рядами скважин 500 м, между нагнетательными 500 м, между серединами горизонтальных участков добывающих скважин 500 м. Плотность сетки 25 га/скв. Для оценки эффективности заводнения на участке ОПР одна из добывающих скважин размещается на расстоянии 350 м от нагнетательной, вторая на расстоянии 500 м.	
	БС1	нефтяная	По возвратным объектам АС4/0+АС4, АС7, БС4, БС6/1, БС8/2 — эксплуатация скважинами, выполнившими проектное назначение, на выше и ниже лежащих объектах путем «возврата» или применения технологии зарезки боковых стволов при капитальном ремонте скважин. В северной части — трехрядная система размещения скважин. В стягивающих рядах бурятся горизонтальные скважины. Длина горизонтального участка 400 м.	ЗБС, ОПЗ+МУН

1	2	3	4	5
Юкьяунское			Расстояние между серединами горизонтальных участков 500 м. В первых рядах бурятся наклонно направленные скважины, расстояние между скважинами 1000 м. Нагнетательные скважины – наклонно направленные, расстояние между скважинами 500 м. При капитальном ремонте резка горизонтальных боковых стволов.	ЗБС, ОПЗ+МУН
			В южной части – выполняется перевод на объект БС1 скважин, выполнивших свое назначение на объекте АС9-10, путем углубления или резки боковых стволов. Плотность сетки 31,3 га/скв	
Восточно-Тромьеганское	АС10/1	нефтяная	Блоковая трехрядная с очаговым и приконтурным заводнением, плотность сетки 19,40 га/скв.	ОПЗ+МУН
	АС10/2	нефтяная		ОПЗ+МУН
	ЮСО/К	нефтяная	На участке опытно-промышленных работ – блоковая однорядная система. Добывающие и нагнетательные скважины горизонтальные с длиной горизонтального участка до 500 м и резкой при капитальном ремонте в каждой добывающей скважине по одному боковому горизонтальному стволу с длиной горизонтального участка до 500 м.	
Лосевое	ЮС2	нефтяная	Объект доразведки, разбуривание наклонно направленными скважинами по сетке 500×500 м площади залежи, где нефтенасыщенная толщина превышает 1 м; применение площадного заводнения по пятиточечной системе, гидроразрыв в добывающих и нагнетательных скважинах.	
	ЮСО	нефтяная	(Участок ОПР2) – размещение скважин по квадратной сетке 800×800 м (64 га/скв.), применение четырех горизонтальных добывающих скважин, буримых на депрессии, длиной горизонтального участка до 300 м при полном вскрытии пласта ЮСО; одной наклонно направленной добывающей с большеобъемным ГРП, резок на депрессии горизонтальных ответвлений длиной до 250 м. Вскрытие пласта на депрессии установкой «непрерывная труба» либо буровым станком, оборудованным циркуляционной системой.	
	АЧ1	нефтяная	(Участок ОПР 1) – бурение одной наклонно направленной скважины в центре участка с запасами категории С1 со вскрытием пласта ЮС2. Последовательное опробование с ГРП пластов ЮС2 и ЮСО. Выполнение ГРП на объекте АЧИМ.1, разработка на естественном режиме.	

1	2	3	4	5
Биттемское	АС11	нефтяная	Трехрядная с переходом на блочно-замкнутую, с размещением скважин по сетке 500×500 м.	ЗБС, ГРП, ОПЗ+МУН
Верхне-надымское	АС9	нефтяная	Площадная система с размещением добывающих горизонтальных скважин и наклонно направленных скважин с боковыми стволами по сторонам квадратной сетки, нагнетательных наклонно направленных – в центре ячеек сетки. Расстояние между нагнетательной скважиной и серединой добывающей скважины 433 м, длина ГУ 400 м, плотность сетки 25 га/скв.	ЗБС, ОПЗ+МУН
	АС9/1	нефтяная	Залежь 1 – приконтурное заводнение. Добывающие скважины – горизонтальные и наклонно направленные с БГС (длина ГУ 400 м), нагнетательные скважины – наклонно направленные. На участках согласного залегания залежей пластов АС9 и АС9/1 – совместная закачка на два объекта с применением при необходимости ОРЗ. Плотность сетки 29,2 га/скв. Залежь 2 – разработка на естественном режиме с применением одной скважины с БГС.	ОПЗ+МУН
	АЧ1	нефтяная	Залежь АЧ1/1 – пятиточечная система, формируемая из скважин объекта ЮСЗ. В добывающих и нагнетательных скважинах применение оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации пластов АЧ1/1 и ЮСЗ. Плотность сетки 36 га/скв. Залежь АЧ1/2 – разработка на естественном режиме с применением одной скважины с БС.	-
	АЧ2	нефтяная	Площадная система с размещением добывающих ГС и наклонно направленных скважин с БГС по сторонам квадратной сетки, нагнетательных наклонно направленных скважин – в центре ячеек сетки. Расстояние между нагнетательной и серединой добывающей скважин 433 м, длина ГУ 250 м, плотность сетки 25 га/скв.	ГРП
	АЧЗ	нефтяная	Пятиточечная система с плотностью сетки 16 га/скв. Добывающие и нагнетательные скважины – наклонно направленные. Избирательное применение ГС и наклонно направленных добывающих скважин с БГС, длина ГУ 50 м.	ГРП, ЗБС
	БС1	нефтяная	Разработка на естественном режиме. Добывающие скважины – наклонно направленные БГС, длина ГУ 400 м, плотность сетки 137 га/скв.	ЗБС

1	2	3	4	5
Верхне-надымское	ЮСЗ	нефтяная	Пятиточечная система. В добывающих и нагнетательных скважинах применение оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации пластов АЧ1/1 и ЮСЗ, плотность сетки 36 га/скв.	
	ПК1	газовая	Разработка на режиме истощения тремя скважинами.	
Третьяковское	АС11	нефтяная	Размещение скважин по квадратной сетке с расстоянием между скважинами 500 м, применение очагово-избирательного заводнения, плотность сетки по забоям основных стволов 26,7 га/скв. Уплотнение сетки скважин в зонах сосредоточения остаточных извлекаемых запасов зарезкой при КРС 4 боковых стволов с ГУ (длина ГУ 200 м).	ОПЗ + МУН
	БС17	нефтяная	Размещение скважин по квадратной сетке с расстоянием между скважинами 500 м, применение очагово-избирательного заводнения, плотность сетки по забоям основных стволов 17,1 га/скв. Уплотнение сетки скважин в зонах сосредоточения остаточных извлекаемых запасов зарезкой при КРС 3 боковых стволов с ГУ (длина ГУ 200 м).	
Западно-Чигоринское	АС12	нефтяная	Трехрядная с размещением скважин по равномерной квадратной сетке с плотностью 25 га/скв., на отдельных участках применение очагово-избирательного заводнения и уплотнение сетки скважин до 12 га/скв. На стадии строительства скважин проведение ГРП. Из обводнившихся скважин, выполнивших свое назначение, зарезка горизонтальных БС при КР, длина горизонтального участка 200–300 м.	ГРП, ОПЗ + МУН
	ЮСО	нефтяная	ОПР на естественном режиме четырьмя горизонтальными скважинами (длина ГУ 500 м) и одной добывающей наклонно направленной скважиной с ГРП.	
Новонадымское	АЧ1	нефтяная		
	БС9/1	нефтяная	Применение очагово-избирательной системы разработки. Зарезка боковых горизонтальных стволов при капитальном ремонте скважин.	ЗБС, ОПЗ + МУН
Северо-Лабатьюганское	АС10/1	нефтяная	Разработка залежи одной скважиной №4Р.	ГРП
	АС11/03	нефтяная	Очагово-избирательная система с плотностью сетки скважин 16 га/скв., с использованием скважин, выполнивших проектное назначение на объекте АС11/01-02 путем возврата; во всех скважинах проведение ГРП.	ГРП

1	2	3	4	5
Северо-Лабатьюганское	АС11/04	нефтяная	Обращенная девятиточечная система с плотностью сетки скважин 16 га/скв., во всех скважинах проведение избирательного ГРП на стадии строительства скважин, постепенный переход от девятиточечной к очагово-избирательной системе.	ГРП
	АС11/01-02	нефтяная	Обращенная девятиточечная система с плотностью сетки скважин 16 га/скв., во всех скважинах проведение ГРП на стадии строительства скважин, постепенный переход от девятиточечной к очагово-избирательной системе.	ГРП
	ЮС2/1	нефтяная	ОПР с размещением скважин по пятиточечной системе с плотностью сетки скважин 16 га/скв. Проведение ГРП на стадии строительства скважин.	
Восточно-Мытаяхинское	АС11/0	нефтяная	Пятиточечная система с плотностью сетки скважин 25 га/скв. Проведение объемного ГРП.	ГРП
	АС11	нефтяная	Пятиточечная система с плотностью сетки скважин 25 га/скв. Проведение объемного ГРП.	ГРП
Жумажановское	АС10/2	нефтяная	Обращенная семиточечная система разработки, с размещением скважин по равномерной треугольной сетке 500×500 м.	ГРП
	ЮС2	нефтяная	—	
Ватлорское	АС10/2	нефтегазо-конденсатная	Участок 1 — площадная обращенная девятиточечная система разработки с условной плотностью сетки 20 га/скв. Бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин, зарезка БС при КРС. Проведение ГРП в скважинах, находящихся на удалении от ВНК и ГНК, выполнение при КР зарезки бокового горизонтального ствола из поисковой скважины.	ГРП, ЗБС
	АС11/01	нефтяная	Участок 2 — однорядная система разработки с условной плотностью сетки 20 га/скв. Все скважины — горизонтальные. Проведение поэтапного ГРП при вводе скважин, впоследствии — повторные ГРП в добывающих скважинах. Участок 3 — площадная пятиточечная система разработки с условной плотностью сетки 29 га/скв. Все скважины наклонно направленные. Проведение ГРП при вводе скважин, впоследствии — повторные ГРП в добывающих скважинах.	ГРП, ЗБС

1	2	3	4	5
Ватлорское			Участок 4 – площадная пятиточечная система разработки с условной плотностью сетки 26 га/скв. Добывающие и нагнетательные скважины – горизонтальные (с зарезкой в добывающих скважинах при КР по одному боковому стволу) и наклонно направленные. Проведение ГРП при вводе скважин, впоследствии – повторные ГРП в добывающих скважинах. Участок 5 – пятиточечная система разработки с условной плотностью сетки 23 га/скв. Добывающие скважины – горизонтальные (с зарезкой в каждой из них при КР по боковому горизонтальному стволу). Нагнетательные скважины: наклонно направленные и двухзабойная горизонтальная. Проведение ГРП при вводе скважин, впоследствии – повторные ГРП в добывающих скважинах. Участок 6 – пятиточечная система разработки с условной плотностью сетки 24 га/скв. Добывающие и нагнетательные скважины – горизонтальные (с зарезкой в добывающих скважинах при КР по одному боковому горизонтальному стволу) и наклонно направленные. Проведение ГРП при вводе скважин, впоследствии – повторные ГРП в добывающих скважинах.	ГРП, ЗБС
Южно-Соимлорское	БС9/2	нефтяная	Трехрядная система разработки с размещением скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 600 м (условная плотность сетки 25 га/скв.) с последующим уплотнением путем бурения уплотняющих скважин и зарезкой боковых стволов при капитальном ремонте скважин.	ГРП
	БС9/3	нефтяная		ГРП
НГДУ «Сургутнефть»				
Западно-Сургутское	АС9	нефтяная	Продолжение эксплуатации одной скважиной. Естественный режим.	ОПЗ+МУН
	БС1	нефтяная	Залежь 1 (основная) – трехрядные и пятирядные системы с уплотнением; залежь 2 – продолжение эксплуатации двумя скважинами. Очаговое заводнение.	ЗБС, ОПЗ+МУН
	БС2+3	нефтяная	Залежь 1 (основная) – трехрядные и пятирядные системы с уплотнением, очаговое заводнение, залежь 2 – избирательная система с эксплуатацией на естественном режиме.	ЗБС, ОПЗ+МУН
	БС4	нефтяная	Продолжение эксплуатации существующим фондом скважин. Естественный режим.	ОПЗ+МУН

1	2	3	4	5
Западно-Сургутское	БС10-11	нефтяная	Залежь основная (центральная и южная части) – трехрядные и пятирядные системы с уплотнением и очаговым заводнением, северо-западная часть – обращенная девятиточечная система с плотностью сетки 500×500 м с уплотнением на отдельных участках; юго-восточная часть – трехрядная система с размещением наклонно направленных и горизонтальных скважин по равномерной треугольной сетке 600×600 м. В районе скважины №304Р – очагово-избирательное заводнение.	ЗБС, ГРП, ОПЗ+МУН
	ЮС1	нефтяная	Эксплуатация существующим фондом скважин и скважинами возвратными с других объектов. Естественный режим.	ЗБС, ГРП
	ЮС2	нефтяная	Участки ОПР – участок 1 (район скважины №922Р) – девятиточечная система с плотностью сетки 500×500 м; участок 2 (район скважины №914Р), участок 3 (район скважины №937Р), участок 4 (район скважины №1313) – размещение добывающих и нагнетательных скважин по пятиточечной системе с последующей зарезкой при КРС горизонтальных БС в добывающих скважинах. Участки 2, 4 – сетка 500×500 м, участок 3 – 700×700 м.	ЗБС, ГРП
Сайгатинское	БС1	нефтяная	Реализация сложившейся системы разработки с размещением скважин по треугольной сетке 500×500 м, уплотнение сетки путем зарезки БС при КРС. Приконтурное и законтурное заводнение.	ЗБС
Восточно-Сургутское	БС10/0	нефтяная	На основной залежи, в разбуренной части, блоковая трехрядная система в сочетании с приконтурным и очаговым заводнением, размещение скважин по равномерной треугольной сетке (расстоянием между скважинами 530 м), в краевых частях – пятиточечная система заводнения (расстоянием между скважинами 700 м). На залежах района скважины №4457П и района скважины №190Р – избирательная система заводнения. Уплотнение сетки скважин за счет зарезки БС при капитальном ремонте скважин.	ЗБС, ГРП
	БС21	нефтяная	Уплотнение сетки скважин за счет зарезки боковых стволов при КРС.	
	БС22	нефтяная	Применение ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах при вводе в эксплуатацию. Избирательное заводнение.	

1	2	3	4	5
Восточно-Сургутское	ЮС1/1	нефтяная	Уплотнение сетки скважин путем резки боковых стволов при капитальном ремонте скважин. Применение ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах при вводе в эксплуатацию. Избирательное заводнение.	ЗБС, ГРП
	ЮС2/1	нефтяная	Для участков ОПР: район скважины №155Р – обращенная девятиточечная система с плотностью сетки 500×500 м; район скважины №180Р – пятиточечная и трехрядная системы разработки с применением горизонтальных добывающих скважин (горизонтальных боковых стволов) с плотностью сетки 400×400 м; район скважин №159Р, 164Р – применением пятиточечной системы разработки. Бурение наклонно направленных добывающих и нагнетательных скважин с применением ГРП на стадии освоения; район скважины №151Р – применение прямой девятиточечной системы разработки. Бурение наклонно направленных добывающих и нагнетательных скважин с применением ГРП на стадии освоения; район скважин №241Р, №154Р – однорядная система разработки, расстояние между скважинами в ряду и рядами нагнетательных, добывающих скважин 500 м, применение горизонтальных добывающих и наклонно направленных нагнетательных скважин.	ЗБС, ГРП
Яунлорское	АС7-8	нефтегазо-конденсатная	Яунлорская площадь – блоковая трехрядная система, базовая плотность сетки 500×500 м, на отдельных участках – уплотнение сетки, поперечное разрезание блоков, барьерное, очаговое, приконтурное заводнение; Пильтанская площадь – равномерная треугольная сетка, расстояние между скважинами 500×500 м. Уплотнение сетки скважин резкой БС при КРС.	ЗБС, ГРП, ОПЗ + МУН
	АС9	нефтяная	Блоковая трехрядная система, базовая плотность сетки в зоне отбора 500×500 м, на отдельных участках уплотнение сетки скважин резкой БС при КРС, очаговое заводнение.	ЗБС, ГРП, ОПЗ + МУН
	АС10	нефтяная		ЗБС, ГРП, ОПЗ + МУН
	БС2	нефтяная	Размещение скважин по равномерной треугольной сетке 500×500 м. Приконтурные скважины – зависимые от результатов бурения первоочередных скважин. Приконтурное и очаговое-избирательное заводнение.	ЗБС

1	2	3	4	5
Яунлорское	БС10	нефтяная	Яунлорская площадь (залежи 2, 3, 4) – площадная обращенная девятиточечная система, плотность сетки 25 га/скв., на отдельных участках применение очагового заводнения и боковых стволов при КРС; Яунлорская площадь (залежи 5, 6) и Пилтанская площадь – избирательная система размещения скважин, приконтурное и очаговое заводнение, применение возвратного фонда и боковых стволов; Яунлорская площадь (залежь 1) – избирательная система размещения скважин, применение возвратного фонда и боковых стволов, естественный режим разработки. На отдельных участках применение очагового заводнения.	ЗБС, ГРП, ОПЗ+МУН
	БС18	нефтяная	Пилтанская площадь – трехрядная блоковая система в сочетании с очаговым и приконтурным заводнением, плотность сетки 21,7 га/скв.; Яунлорская площадь (залежи 2, 4 пласта БС18) – избирательная система размещения скважин, применение возвратного фонда и технологии резки боковых стволов при КРС, естественный режим разработки; Яунлорская площадь (залежь 3 пласта БС18) – избирательная система размещения скважин, приконтурное и очаговое заводнение, применение возвратного фонда и технологии резки БС при КРС; дострел продуктивных интервалов.	ЗБС, ГРП
	БС19	нефтяная		ЗБС, ГРП
	БС20	нефтяная		ЗБС, ГРП
	ЮС2	нефтяная	Проведение опытно-промышленных работ по поиску эффективных технологий разработки:участок ОПР №1 (район скв. №4406П) – элемент однорядной системы, плотность сетки 25 га/скв., добывающие скважины с боковыми горизонтальными стволами; участок ОПР №2 (район скв. №82ПЛ) – размещение скважин по однорядной системе, плотность сетки 25 га/скв., применение наклонно направленных скважин с ГРП на стадии освоения; участок ОПР №3 (район скв. №4410Р) – размещение скважин на элементах площадной обращенной семиточечной системы, плотность сетки 21,7 га/скв., применение наклонно направленных скважин с ГРП на стадии освоения.	ЗБС, ГРП
Восточно-Еловое	ЮС1/1	нефтяная	В разбуренной части залежи – трехрядная система (400×400 м); на неразбуренной площади – однорядная с горизонтальными добывающими скважинами (плотность сетки 41,6 га/скв.).	ЗБС, ГРП

1	2	3	4	5
Восточно-Еловое	БС12/1-3	нефтяная	В разбуренной части залежи – трехрядная система (400×400 м), с уплотнением скважинами возвратными с объекта ЮС1/1 (плотность сетки от 340×340 м до 400×400 м); на неразбуренной площади – однорядная с горизонтальными добывающими скважинами и избирательная система (плотность сетки 27,8 га/скв.).	ЗБС
Тончинское	БС14	нефтяная	Возвратный – эксплуатация залежи на естественном режиме горизонтальными БС из скважин выполнивших свое назначение на объекте БС16-17. Плотность сетки скважин 47 га/скв. Естественный режим.	ГРП
	БС15	нефтяная	Возвратный – эксплуатация залежи на естественном режиме горизонтальными боковыми стволами из скважин выполнивших свое назначение на объекте БС16-17. Плотность сетки скважин 55 га/скв. Естественный режим.	ГРП
	БС16-17	нефтяная	Размещение скважин по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 500×500 м, плотность сетки скважин по забоям основных стволов 16 га/скв. Уплотнение сетки скважин в зонах сосредоточения остаточных извлекаемых запасов зарезкой при КРС пяти БС с горизонтальными участками. Очагово-избирательное заводнение.	ЗБС, ОПЗ+МУН
	ЮСО/К	нефтяная	Эксплуатация одной добывающей скважиной на естественном режиме.	ГРП
	ЮС1	нефтяная	Район скважины №2114П – размещение 7 горизонтальных добывающих скважин с расстоянием между ними 600×600 м. Естественный режим.	ГРП
	ЮС2	нефтяная	ОПР; площадная девятиточечная система разработки с расстоянием между скважинами 600×600 м, бурение наклонно направленных добывающих скважин с последующей (при КРС) зарезкой горизонтальных БС и наклонно направленных нагнетательных скважин с проведением большеобъемных ГРП на стадии строительства.	ГРП
Северо-Тончинское	ЮО/К1	нефтяная	Плотность сетки по забоям основных стволов – 21,2 га/скв. Очагово-избирательное заводнение.	ГРП
	ЮО/К2			
	Ю1/1			

1	2	3	4	5
Северо-Тончинское	Ю2	нефтяная	Площадная девятиточечная система с расстоянием между скважинами 500 м, плотность сетки скважин по забоям основных стволов – 18,9 га/скв. Уплотнение сетки скважин в зонах сосредоточения остаточных извлекаемых запасов зарезкой при КРС десяти БС с горизонтальными участками. Очагово-избирательное заводнение.	ГРП
НГДУ «Талаканнефть»				
Талаканское	О-1	Залежь 1 – нефтяная, залежь 2 – нефтяная с газовой шапкой, залежь 3 – газонефтяная	Применение однорядной линейной системы с размещением добывающих горизонтальных скважин (длина горизонтального участка до 600 м) и наклонно направленных нагнетательных скважин с ОПЗ солянокислотными композициями на стадии их строительства и эксплуатации. Плотность сетки 42 га/скв. Длины горизонтальных участков добывающих скважин, строящихся на репрессии, составляют 200 м. Начиная с 2009 года реализация мероприятий по доведению их длины до проектного значения (600 м) зарезкой боковых стволов при капитальном ремонте скважин. Расстояние между наклонно направленными скважинами 450 м, между центрами горизонтальных скважин 900 м, между рядами 700 м.	ГС
Алинское	В10	газонефтяная	Блочно-квадратная с размещением горизонтальных добывающих (длина горизонтального участка 400 м) и наклонно направленных нагнетательных скважин. Расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами 495 м.	ГС
НГДУ «Быстринскнефть»				
Быстринское	БС1	нефтяная	Блоковая трехрядная, сетка 600×600 м. На отдельных участках – очаговое заводнение.	ЗБС, ОПЗ+МУН
	БС2	нефтяная	Блоковая трехрядная, сетка 600×600 м. На отдельных участках – очаговое заводнение.	ЗБС, ОПЗ+МУН
	БС16/О+ БС16-17	нефтяная	Площадная девятиточечная, сетка 400×400 м. На отдельных участках – очаговое заводнение.	ЗБС, ГРП, ОПЗ+МУН
	БС18/О+ БС18-20	нефтяная	Площадная девятиточечная, сетка 400×400 м. Барьерное заводнение. На отдельных участках – очаговое заводнение.	ЗБС, ГРП, ОПЗ+МУН

1	2	3	4	5
Быстринское	АС7	нефтегазовая с нефтяной оторочкой	Площадная девятиточечная, сетка 500×500 м. Барьерное заводнение в районе газовых шапок, бурение горизонтальных скважин.	ЗБС, ГРП, ОПЗ + МУН
	АС8	газонефтяная	Площадная девятиточечная, сетка 500×500 м. Барьерное заводнение в районе газовых шапок.	ЗБС, ГРП, ОПЗ + МУН
	АС9	1 – нефтяная с газовой шапкой; 2 – нефтяная пластово-сводового типа	Площадная девятиточечная, сетка 500×500 м, на северной – 400×400 м.	ЗБС, ГРП, ОПЗ + МУН
	ЮС2	нефтяная	Размещение скважин по квадратной сетке 400×400 м.	ЗБС, ГРП
Вачимское	ЮС2/1	нефтяная	Избирательная. Естественный режим.	ЗБС, ГРП
	ЮС2/2	нефтяная	Избирательная. Естественный режим.	ЗБС, ГРП
	АС8	6 газо-нефтяных залежей; 4 газовые залежи	На южной залежи – трехрядная и площадная девятиточечная, система 500×500 м. На северной залежи – площадная девятиточечная, сетка 400×400 м.	ЗБС, ГРП, ОПЗ + МУН
	АС9	1 – газо-нефтяная; 2 – нефтяная с газовой шапкой; 3, 4, 5 – нефтяные		ЗБС, ГРП, ОПЗ + МУН
	АС4	4 нефтяные залежи	Избирательная с зарезкой боковых горизонтальных стволов из скважин нижележащих объектов. Естественный режим.	ГРП
	АС7	1 – газовая с нефтяной оторочкой; 2 – нефтяная с газовой шапкой; 3 – нефтяная	Избирательная с зарезкой боковых горизонтальных стволов из скважин нижележащих объектов. Естественный режим.	ЗБС, ГРП, ОПЗ + МУН
Солкинское	АС8	нефтяная	Площадная девятиточечная, сетка 500×500 м. Избирательное заводнение.	ЗБС, ОПЗ + МУН
	БС1	нефтяная	Блочно-квадратная (замкнутая), сетка 650х×650 м. Избирательное заводнение.	ЗБС, ОПЗ + МУН
	АЧ5	нефтяная	Площадная девятиточечная, сетка 600×600 м. Очаговое заводнение	ЗБС, ГРП
Комарьинское	АС8/2	нефтяная с тремя газовыми шапками	На разбуренном участке – площадная девятиточечная, сетка 500х500 м. На северном участке: пятиточечная, плотность сетки 32,7 га/скв.	ЗБС, ГРП, ОПЗ + МУН

1	2	3	4	5
Комарьинское	АС9	нефтяная с газовыми шапками	На разбуренном участке – площадная девятиточечная, сетка 500×500 м. На северном участке – площадная девятиточечная, плотность 500×500 м.	ЗБС, ГРП
	АС10	нефтяная	Площадная девятиточечная, сетка 500×500 м. Естественный режим.	ОПЗ+МУН
Тундринское	АС9	не разрабатывается	Не разрабатывается	
	ЮС1	нефтяная	Избирательная. Естественный режим.	ЗБС, ГРП
	ЮС2	нефтяная	Пятиточечная система разработки, плотность сетки 26,2 га/скв. Естественный режим.	
Западно-Солкинское	АС8/2(В)	нефтяная	Площадная система размещения скважин по сетке 500×500 м. Прионтурное и законтурное заводнение.	
	АС8/2(Н)	нефтяная	Площадная система размещения скважин по сетке 500×500 м. Приконтурное и законтурное заводнение.	ЗБС, ОПЗ+МУН
	АС9	нефтяная	Не разрабатывается	
Северо-Юрьевское	ЮС1	нефтяная	Основная залежь – трехрядная, плотность сетки 16,6 га/скв.; приконтурное заводнение; Южная залежь – трехрядная, плотность сетки 12,8 га/скв. Естественный режим.	ЗБС, ГРП
	ЮС2	нефтяная	Пятиточечная система разработки, плотность сетки 500×500 м. Очаговое заводнение.	ЗБС, ГРП
Рогожниковское	ЮК2-3	нефтяная	Плотность сетки 49 га/скв., уплотнение до 24 га/скв. Формирование однорядной системы заводнения.	ГРП
	ЮК4	нефтяная	Плотность сетки 49 га/скв., уплотнение до 24 га/скв. Формирование однорядной системы заводнения.	ГРП
	ЮК5	нефтяная	Плотность сетки 49 га/скв., уплотнение до 24 га/скв. Формирование однорядной системы заводнения.	ГРП
	ЮК1	нефтяная	Объект доразведки. Естественный режим.	ГРП
	ВК1	нефтяная	Плотность сетки 49 га/скв., уплотнение до 24 га/скв. Формирование однорядной системы заводнения.	ГРП
	ТР	нефтяная	Плотность сетки 49 га/скв., уплотнение до 24 га/скв. Формирование однорядной системы заводнения.	ГРП, ОПЗ+МУН
Новобыстринское	АС7	нефтяная	Не разрабатывается	
	БС1	нефтяная	Не разрабатывается	
	ЮС2	нефтяная	Плотность сетки 495×495 м. Очагово-избирательное заводнение.	ГРП

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА

3

- 3.1. Методы повышения нефтеотдачи пластов _____ 148
- 3.2. Взаимоотношения между управлением «Сургутнефтепромхим»
и структурными подразделениями ОАО «Сургутнефтегаз»
при проведении работ по повышению нефтеотдачи пластов _____ 153
- 3.3. Взаимоотношения по организации производства работ
по повышению нефтеотдачи пластов с применением
сдвоенного насосного агрегата на шасси KENWORTH _____ 154

3. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА

В процессе разработки нефтяных месторождений происходит не только общее уменьшение остаточных запасов нефти, но и непрерывное изменение их распределения в объеме порового пространства залежи. Это связано с недостаточной эффективностью существующих систем заводнения нефтяных пластов в условиях неоднородных коллекторов. При этом доля легкоизвлекаемых запасов нефти непрерывно уменьшается, а трудноизвлекаемых – увеличивается. Под трудноизвлекаемыми понимаются извлекаемые запасы нефти слабодренлируемых участков, как по разрезу, так и по площади залежи, являющихся таковыми вследствие геологического строения, либо образованные в процессе разработки. Кроме этого, к трудноизвлекаемым приурочена высокая доля запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах, нефтегазовых залежах с обширными подгазовыми зонами и залежах с водонефтяными зонами.

Различают два типа остаточной нефти. Первый тип представляет собой не вовлеченную в процесс фильтрации нефть, сосредоточенную в недренлируемых зонах, не охваченных воздействием вытесняющих агентов. Другой тип остаточной нефти представляет собой нефть, оставшуюся в частично промытых объемах пласта. Для этого типа нефти большую роль играют взаимодействия в системе «порода – нефть – вытесняющий агент», в частности, характер смачиваемости поверхности породы. В связи с тем что большинство месторождений находится на поздних стадиях разработки, характеризующихся значительной выработкой запасов высокопродуктивных залежей и высокой обводненностью, для достижения проектных уровней добычи нефти проводится большой объем работ по повышению нефтеотдачи и увеличению производительности скважин.

3.1. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

По виду воздействия геолого-технические мероприятия разделены на 14 групп методов повышения нефтеотдачи пласта, входящих в три класса:

I класс – работы КРС, ПРС и ЦДНГ:

- 1 – технические мероприятия при ПРС и ЦДНГ,
- 2 – работы при КРС,
- 3 – работы при освоении,
- 4 – переводы и приобщения.;

II класс – ОПЗ (обработка призабойной зоны):

- 5 – кислотные методы,
- 6 – изоляционные методы,
- 7 – перфорационные методы,
- 8 – комбинированные методы,
- 9 – депрессионные методы,
- 10 – газовые методы;

III класс – МУН (методы увеличения нефтеотдачи):

- 11 – физические методы,
- 12 – химические методы,
- 13 – гидродинамические методы,
- 14 – тепловые методы.

Кислотные методы (5)

К кислотным методам относятся технологии на основе кислот с добавками ПАВ, гидрофобизаторов.

Солянокислотная обработка (СКО) основана на способности соляной кислоты проникать вглубь пласта, растворяя карбонатные породы. В результате на значительное расстояние от ствола скважин простирается сеть расширенных каналов, что значительно увеличивает фильтрационные свойства пласта и приводит к повышению продуктивности скважин.

Глинокислотная обработка (ГКО) наиболее эффективна на коллекторах, сложенных из песчаников с глинистым цементом и представляет собой смесь плавиковой и соляной кислот. При взаимодействии ГКО с песчаником или песчано-глинистой породой растворяются глинистые фракции и частично кварцевый песок. Глина утрачивает пластичность и способность к разбуханию, а ее взвесь в воде теряет свойство коллоидного раствора.

Изоляционные методы (6)

На завершающих стадиях разработки большое значение имеет ограничение притоков пластовой и закачиваемой воды. Для этой цели применяются различные методы ремонтно-изоляционных работ, в результате которых не только уменьшается обводненность продукции, но и повышается охват пласта процессом выработки запасов. Наиболее часто применяется изоляция обводненных пропластков или ликвидация заколонной циркуляции. В том случае, когда происходит прорыв воды по отдельным высокопроницаемым пропласткам, практически не отделенных глинистыми перемычками от необводненных интервалов, используется метод селективной (избирательной) изоляции.

Перфорационные методы (7)

Перфорационные методы – это создание в обсадной колонне отверстий для сообщения между скважиной и пластом для извлечения пластового флюида, а также для закачки в пласт воды, газа и др. агентов. В настоящее время широко применяется кумулятивная перфорация, однако существенным ее недостатком является ударное воздействие на обсадную колонну и связанные с этим негативные последствия – нарушение целостности цементного кольца ниже и выше интервала перфорации, что приводит к заколонным перетокам, если поблизости находятся водонефтяные слои. При использовании кумулятивной перфорации, особенно в терригенных песчаниках, в пристволенной части пласта образуется стекло и происходит уплотнение прилегающей горной породы, что жестко кальматрирует призабойную зону. При щелевой перфорации скважин двухсторонним щелевым перфоратором с двумя режущими дисками вскрывают колонну методом пластической деформации металла. Перфоратор с твердыми режущими дисками совершает возвратно-поступательные движения. Диски создают механическую нагрузку на обсадную трубу, вызывая усталость металла. При постепенном увеличении давления через некоторое время металлическая стенка трубы деформируется с образованием щелей по линиям механической

нагрузки. Давление вскрытия колонны создается гидравлической системой с помощью рабочей жидкости. Одновременно в обсадной колонне образуются две диаметрально расположенные щели. Щелевая перфорация скважин является невзрывной технологией вскрытия обсадных колонн и отвечает современным требованиям эксплуатации скважин.

Комбинированные методы (8)

Для комплексного воздействия по интенсификации притока с целью восстановления и улучшения фильтрационной характеристики призабойной зоны, снижения вязкости флюидов, увеличения трещиноватости пород, а также удаления парафина и смол применяют комбинированные методы, т.е. в сочетании друг с другом или последовательно проводимые технологии ОПЗ. Выбор технологии воздействия на призабойную зону скважины определяется пластовыми условиями и геологическим строением.

Депрессионные методы (9)

К депрессионным методам воздействий относятся технологии интенсификации добычи нефти методом регулируемых депрессионных воздействий предназначенных для повышения производительности низкодебитного и реанимации простаивающего фонда скважин с применением комплекса оборудования. Сущность способа заключается в создании по вскрытому разрезу скважины полного диапазона депрессионных воздействий в режиме «набор – сброс».

Газовые методы (10)

К технологиям газовых методов относятся:

1. Воздействие газом высокого давления (углеводородным газом, азотом, дымовыми газами);
2. Водогазовое воздействие;
3. Воздействие двуокисью углерода;
4. Метод смешивающегося вытеснения на фронте вытеснения.

Газовые методы вытеснения нефти – наиболее эффективные методы повышения нефтеотдачи, особенно для низкопроницаемых коллекторов или разработке глубокозалегающих нефтяных месторождений с высокими давлением и температурой. Для реализации смешивающегося вытеснения потенциальным агентом может служить азот или топливные (дымовые) газы, основной составной частью которых является азот. Эффективности процесса вытеснения нефти азотом может способствовать возможность создания в залежах высоких давлений нагнетания. Дымовые газы для повышения нефтеотдачи получают, как правило, в результате сжигания природного газа. Широкомасштабное внедрение газовых методов сдерживается из-за отсутствия отечественного оборудования для реализации данного метода.

Физические методы (11)

Физические методы предназначены для инициирования фильтрации флюидов в низкопроницаемых зонах путем разупрочнения когматизирующего материала, глинистых включений и очистки поровых каналов коллектора, а также устранения блокирующего влияния остаточных фаз газа, нефти и воды.

К физическим методам относятся:

- вторичное вскрытие;
- акустическое воздействие;
- низкочастотное воздействие;

- гидровоздействие;
- вибровоздействие.

Одним из эффективных методов физического воздействия на низкопроницаемые пласты является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Метод ГРП отличается от других физических методов тем, что действие его приводит к коренному изменению фильтрационных зон пласта на большом расстоянии от ствола скважины, а не только в призабойной зоне пласта, в результате чего значительно увеличивается дренируемая зона и повышается производительность скважины. По видам и технологиям гидравлический разрыв пласта распределяется следующим образом.

Вид ГРП:

- стандартный;
- объемный;
- многообъемный;
- многоэтапный;
- кислотный.

Технологии ГРП:

- стандартный;
- экраноустанавливающий;
- с технологической остановкой;
- в горизонтальных скважинах (боковых стволах);
- с циклической закачкой проппанта;
- в боковых стволах;
- струйный;
- селективный;
- пенный;
- TSO (Tip Screen Out);
- метод концевой экранирования.

Химические методы [12]

В основе всех химических методов увеличения нефтеотдачи пластов лежит заводнение, т.е. вода – основной компонент, к которому добавляются химические реагенты. В настоящее время применяется более 30 технологий химического воздействия, входящих в три группы:

1) методы, направленные на увеличение коэффициента вытеснения нефти из пористой среды путем улучшения нефтеотмывающих свойств закачиваемой воды;

2) методы, направленные на повышение охвата залежи воздействием воды;

3) методы комплексного воздействия на залежь, позволяющие одновременно увеличить как коэффициент вытеснения нефти, так и охват пласта воздействием.

В технологиях первой группы применяются химические реагенты, улучшающие нефтеотмывающие свойства воды – ПАВы, щелочи и растворители. Процесс вытеснения основан на снижении межфазного натяжения на границах раздела фаз.

Технологии второй группы связаны с ограничением движения воды. При этом применяются методы, позволяющие отключить обводненный

пласт или пропласток из разработки либо снизить проницаемость обводненных зон пласта для воды. Резкому обводнению подвергаются пласты, имеющие лучшие коллекторские характеристики, поэтому из разработки исключаются в первую очередь наиболее проницаемые пропластки и пласты, по которым вода прорывается в добывающую скважину. Основными технологиями для повышения фильтрационного сопротивления обводненных зон коллектора являются полимерные системы с дисперсными наполнителями, или сшивателями. Широко применяются эмульсионные составы, а также осадко- или гелеобразующие композиции.

К технологиям комплексного воздействия относятся совместные закачки первой и второй групп или комбинированные технологии.

Гидродинамические методы (13)

К ним относятся:

- нестационарное заводнение;
- форсированный отбор жидкости;
- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- барьерное и очаговое заводнение.

К первой группе относятся методы, которые осуществляются через изменение режимов эксплуатации скважин и, как следствие, через изменение режимов работы пласта. Эти методы объединяются общим понятием «нестационарное заводнение» и включают в себя:

- циклическое заводнение;
- изменение направления фильтрационных потоков.

Они сравнительно просты в реализации, не требуют больших экономических затрат и получили широкое развитие.

Методы основаны на периодическом изменении режима работы залежи путем прекращения и возобновления закачки воды и отбора, за счет чего более полно используются капиллярные и гидродинамические силы. Это способствует внедрению воды в зоны пласта, ранее не охваченные воздействием.

Форсированный отбор жидкости применяется на поздней стадии разработки, когда обводненность достигает более 75%. При этом нефтеотдача возрастает вследствие увеличения градиента давления и скорости фильтрации. При этом методе вовлекаются в разработку участки пласта, не охваченные заводнением, а также отрыв пленочной нефти с поверхности породы. Форсированный отбор – наиболее освоенный метод повышения нефтеотдачи. Приступать к нему следует постепенно, увеличивая дебит отдельных скважин на 30–50%, а затем – в 2–4 раза. Предельное значение увеличения отбора регламентируется возможностями используемого способа эксплуатации скважин. Для осуществления форсированного отбора необходимы насосы высокой подачи или использование газлифта.

Эксплуатация газонефтяных месторождений осложняется возможными прорывами газа к забоям добывающих скважин, что значительно усложняет, вследствие высокого газового фактора, их эксплуатацию. Суть барьерного заводнения состоит в том, что нагнетательные скважины располагают в зоне газонефтяного контакта. Закачку воды и отборы газа и нефти регулируют таким образом, чтобы исключить взаимные перетоки: нефти – в газовую часть залежи, а газа – в нефтяную часть.

Очаговое заводнение – это дополнение к уже осуществленной системе законтурного заводнения или внутриконтурного. При этом группы нагнетательных скважин размещаются на участках пласта, отстающих по интенсивности использования запасов нефти.

Тепловые методы [14]

При вязкости нефти более 50 мПа·с, приоритетными методами повышения нефтеотдачи пластов являются тепловые. При вводе тепла в продуктивный пласт происходит термическое расширение нефти, ослабляются структурно-механические свойства и снижается вязкость. При прогреве призабойной зоны АСПО расплавляются и выносятся потоком нефти на поверхность.

Среди тепловых методов воздействия на нефтяные пласты выделяют следующие направления:

- вытеснение нефти паром;
- закачка горячей воды;
- внутрипластовое горение.

3.2. ВЗАИМООТНОШЕНИЯ МЕЖДУ УПРАВЛЕНИЕМ «СУРГУТНЕФТЕПРОМХИМ» И СТРУКТУРНЫМИ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯМИ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Обязанности Подрядчика

Согласовывает с Заказчиком до 28 числа план-график работ на следующий месяц.

До начала выполнения Работ составляет и согласовывает с Заказчиком план проведения Работ (Далее по тексту – ППР) на объекте.

Выполняет Работы в соответствии с заказами на выполнение Работ и технологическими картами.

Обеспечивает присутствие ответственного представителя из числа ИТР при выполнении Работ с использованием новых технологий, проведении промыслово-экспериментальных работ.

В течение 3 дней после окончания Работ по каждому объекту оформляет совместно с уполномоченным представителем Заказчика акт на выполненные работы.

Обязанности Заказчика

До 25 числа текущего месяца направляет Подрядчику план-график, предусматривающий равномерную разбивку проведения Работ в течение месяца и письменные заказы на выполнение Работ по каждому объекту. УП-НПиКРС, УБР, УПРР Общества направляют ориентировочный план-график выполнения Работ без приложения письменных заказов.

Проводит подготовку объектов к выполнению Работ. Обеспечивает подъезды к объектам, исправность запорных устройств фонтанной арматуры и БГ, наличие площадки обслуживания.

Обеспечивает подготовку точки отбора воды для выполнения Работ с расходом не менее 15 м³/ч.

В случае неготовности объекта, точки отбора воды к дате, указанной в плане-графике, за сутки до начала выполнения Работ уведомляет об этом Подрядчика телефонограммой, факсом с указанием другого объекта для выполнения Работ в качестве замены.

Обеспечивает присутствие своего ответственного представителя на период выполнения Работ.

По требованию Подрядчика предоставляет ему пропуск (разрешение) на проезд в место выполнения Работ на месторождениях Заказчика, где требуется соответствующее разрешение.

Обеспечивает общее руководство при совместном выполнении Работ с бригадами КРС, освоения, испытания скважин нефтегазодобывающих управлений Общества.

3.3. ВЗАИМООТНОШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ СДВОЕННОГО НАСОСНОГО АГРЕГАТА НА ШАССИ KENWORTH

Наиболее эффективными химическими методами повышения нефтеотдачи пластов являются потокоотклоняющие технологии с непрерывной закачкой композиции в пласт нефтяной залежи. Качественное проведение данных работ возможно с применением многофункционального сдвоенного насосного агрегата на шасси KENWORTH (США). Применение данного насосного агрегата позволит в автоматическом или ручном режиме контролировать закачку рабочего раствора в заданных параметрах, сократит время подготовительно-заключительных работ и приготовления рабочих композиций, снизит затраты на работы непроизводственного характера, повысит качество и эффективность производства.

Наиболее эффективно и экономически оправданно применение комплекса KENWORTH при приемистости обрабатываемых скважин выше 350 м³/сут с объемом закачиваемого раствора более 200 м³.

Обязанности Исполнителя

На основании утвержденного месячного плана-графика Исполнитель за 5 дней до начала действия графика готовит недельный график движения комплекса KENWORTH и утверждает его у Заказчика.

За двое суток до переезда на объект обработки представитель Исполнителя (из числа ИТР) определяет техническую готовность скважины к обработке, наличие точки отбора воды, отведенной территории складирования реагентов, получает от представителя Заказчика схемы кустовых коммуникаций и маршрутов движения. Вся полученная информация оформляется двухсторонним актом.

Заезд бригады ХОС на объект обработки Заказчика производится в дневное время суток согласно датам согласованного и утвержденного графика движения и акта готовности объекта к непрерывной закачке технологических жидкостей.

Направляет заявку на выдачу технических условий по присоединению к сетям Заказчика. К заявке прилагаются:

- схема расположения энергопринимающих устройств бригадного хозяйства;
- наименование и местонахождение бригадного хозяйства, которое необходимо присоединить к электрическим сетям Заказчика;
- количество точек присоединения с указанием технических параметров элементов бригадного хозяйства;
- максимальная мощность энергопринимающих устройств бригадного хозяйства;
- характер нагрузки (вид производственной деятельности);
- срок и продолжительность подключения бригадного хозяйства.

После составления Акта разграничения производит размещение бригадного хозяйства на объекте Заказчика.

После размещения оборудования делает заявку на подключение энергопринимающих устройств в оперативно-диспетчерскую службу по факсимильной связи.

Производит подключение заземляющего устройства к существующему заземляющему устройству Заказчика.

По согласованию с Заказчиком производит монтаж осветительных приборов, обеспечивающих освещение производственной территории в ночное время суток.

Перед началом работы по закачке рабочего раствора, воды и после временной остановки в холодное время года необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок. Отогревать трубопроводы открытым огнем запрещается (ПБНГП 3.5.3.6).

При производстве работ на объекте территории Заказчика Исполнитель обязан пройти инструктаж у Заказчика по правилам безопасного ведения работ согласно требованиям норм и правил по ОТ и ПБ в НГП.

Производит непрерывное приготовление и закачку рабочих растворов в пласт в соответствии приемистостью скважины и обеспечение оптимального режима работы насоса 15–45 м³/ч в объемах и концентрациях согласно плану работ.

Обеспечивает непрерывность производственного процесса.

Соблюдает утвержденные маршруты движения спецтехники согласно «Правилам перевозки крупногабаритных и тяжеловесных грузов автомобильным транспортом» и не допускает повреждения коммуникаций.

Приглашает представителя Заказчика при проведении заключительных работ на объекте для оформления первичного акта выполненных услуг.

Исполнитель сдает Заказчику по акту отведенную в его пользование территорию скважины в надлежащем состоянии.

Обязанности Заказчика

Проводит подготовку скважин к обработке:

- прискважинная площадка и подъездные пути должны обеспечивать проезд и размещение оборудования и спецтехники для проведения работ, складирования реагентов, установку вахтового жилого комплекса, а также

удовлетворять требованиям охраны труда, промышленной безопасности, пожарной безопасности и охране окружающей среды;

- скважина должна иметь герметичную эксплуатационную колонну, качественное цементное кольцо за колонной (исключающее заколонные перетоки), исправную устьевую арматуру;

- забой обрабатываемой скважины должен быть чистым и иметь зумпф не менее 5 м, позволяющий провести комплекс ГИС по оценке технического состояния скважины и характера работы пласта;

- насосно-компрессорные трубы и другое специальное наземное и подземное оборудование должны быть герметичны и предварительно подготовлены и опрессованы на полуторакратное рабочее давление. В случае если давление закачки ожидается больше, чем разрешенное на эксплуатационную колонну, то в скважине устанавливается пакер;

- представляет точку отбора воды с подачей, обеспечивающей бесперебойную работу насосного агрегата на оптимальном режиме, на расстоянии не более 50 м от обрабатываемой скважины, устанавливает регулирующую задвижку. При отсутствии точки отбора воды Заказчик производит демонтаж манифольдной линии на обрабатываемой скважине и устанавливает запорную арматуру;

- предоставляет данные о приемистости скважины при давлении водовода с указанием в заказе на обработку.

Предоставляет пропуск на проезд спецтехники Исполнителя работ для выполнения обработки скважины, завоза реагентов, дизтоплива и питьевой воды, а также смены вахтовых звеньев, где требуется соответствующее разрешение, карты автодорог и кустов скважин по месторождениям.

Определяет маршруты движения по территории куста скважин, подземные и наземные коммуникации в радиусе 50 метров от устья скважины с выдачей схемы коммуникаций и маршрутов движения.

В течение двух рабочих дней с даты получения заявки от Исполнителя на выдачу технических условий по присоединению к сетям рассматривает техническую возможность подключения энергопринимающих устройств заявителя в точке присоединения к электрической сети. В течение трех рабочих дней направляет для подписания исполнителю акт разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон для последующего подключения бригадного хозяйства.

После получения заявки на подключение производит присоединение энергопринимающих устройств бригадного хозяйства своим оперативным персоналом и составляет акт осмотра энергопринимающих устройств бригадного хозяйства в произвольной форме.

Проверяет металлосвязь между заземлителями и металлическими корпусами энергопринимающих устройств бригадного хозяйства.

В случае неготовности объекта к обработке извещает Исполнителя за трое суток до намеченной даты обработки и предоставляет взамен письменный заказ, согласованный с заместителем начальника НГДУ по геологии и утвержденный главным инженером.

Обеспечивает присутствие своего представителя на начало и окончание производственного процесса обработки объекта.

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

4.1.	Общие сведения	158
4.1.1.	Структура фонда	159
4.1.2.	Показатели использования фонда	159
4.2.	Добыча нефти УШГН	161
4.2.1.	Техническая характеристика штанговых насосов	161
4.2.2.	Назначение и применение дополнительного оборудования	173
4.2.3.	Прием-сдача скважин в ремонт и из ремонта	175
4.2.4.	Запуск и вывод на режим скважин, оборудованных УШГН, после ремонта	176
4.2.5.	Эксплуатация и обслуживание скважин, оборудованных УШГН	178
4.2.6.	Ревизия и комиссионные разборы УШГН	179
4.2.7.	Рекомендации по подбору дополнительного оборудования УШГН на месторождениях НГДУ	180
4.3.	Добыча нефти УЭЦН	184
4.3.1.	Подбор УЭЦН	184
4.3.2.	Подготовка скважины к спуску УЭЦН	186
4.3.3.	Размещение наземного оборудования УЭЦН на площадке куста скважин	187
4.3.4.	Запуск и вывод УЭЦН на постоянный режим работы	189
4.3.5.	Эксплуатация УЭЦН	196
4.3.6.	Подъем установки ЭЦН	198
4.3.7.	Порядок расследования причин неэффективных ремонтов скважин, оборудованных УЭЦН	199
4.4.	Эксплуатация УЭЦН с помощью СУ ПЧ	200
4.4.1.	Общие сведения	200
4.4.2.	Основные технические характеристики СУПЧ	201
4.4.3.	Область применения СУПЧ	201
4.4.4.	Подбор скважин для внедрения СУПЧ	202
4.4.5.	Расчет параметров работы УЭЦН при изменении частоты	202
4.4.6.	Подготовка СУПЧ к внедрению	203
4.4.7.	Организация производства работ с СУПЧ	204
4.4.8.	Запуск в работу и эксплуатацию УЭЦН	205
4.4.9.	Техническое обслуживание	206

4. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

4.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Текущее состояние разработки месторождений Открытого акционерного общества «Сургутнефтегаз» определяет доминирующую роль механизированного способа добычи нефти. Для этого используют:

- установки электроцентробежных насосов (УЭЦН);
- скважинные штанговые насосы (СШН).

На добычу с помощью УЭЦН приходится основной объем жидкости (нефти). Применение установок электроцентробежных насосов является наиболее высокотехнологичным, но и самым дорогостоящим способом.

Основным показателем, характеризующим технический уровень УЭЦН и их эксплуатацию, является межремонтный период (МРП) и наработка на отказ, увеличение которых – один из самых эффективных путей снижения затрат.

Опыт эксплуатации УЭЦН свидетельствует, что надежность данного типа насосов определяется следующими факторами:

- уровнем технологии изготовления установок и применяемыми при этом материалами;
- качеством ремонта установок в СЦБПО ЭПУ;
- технологией производства подземных ремонтов скважин, оборудованных УЭЦН;
- эксплуатацией скважин (соответствие напорно-расходных характеристик насоса и добычных возможностей скважин, контроль за режимом работы, принятие своевременных мер при изменении режима работы системы «скважина – насос»).

Основными причинами отказов УЭЦН являются выход из строя погружных электродвигателей (ПЭД) по причинам разгерметизации и перегрева, износ рабочих органов насоса или их засорение механическими примесями, отложениями солей. Перегрев отдельных узлов УЭЦН приводит также к повреждению части кабельной линии, проходящей непосредственно по корпусу УЭЦН.

Добыча нефти с помощью СШН является распространенным способом. Существующая технология позволяет эксплуатировать скважины в диапазоне подач от 0,5 до 50 м³/сут. В отличие от УЭЦН, требующих дорогостоящего ремонта, для оборудования скважин, эксплуатируемых ШГН, необходимо систематическое сервисное обслуживание, как наземного оборудования (станка-качалки), так и подземного.

Основными причинами отказов ШГН являются негерметичность НКТ и засорение узлов насоса асфальтено-смолистопарафинистых отложениями (АСПО) и мехпримесей, обрывы (отвороты) колонны насосных штанг, промывы (коррозия, разрушение) клапанных пар.

В настоящее время в ОАО «Сургутнефтегаз» опробовано и имеет промышленное применение различное дополнительное оборудование,

позволяющее многократно повысить эффективность работы ШГН. Квалифицированный подбор компонентов установки ШГН позволяет снизить вероятность неэффективных ремонтов и увеличить МРП и наработку на отказ.

Общераспространенным осложнением для всех способов эксплуатации является отложение асфальтено-смолистопарафинистых отложений, что приводит к осложнениям при работе скважин и отказам насосов. Эффективное использование методов борьбы и профилактики АСПО возможно при условии планомерной, систематической работы по анализу режимов работы скважин, результатов ПРС и депарафинизационных работ. Обоснованный межочистной период (МОП), разбитый на категории, позволяет свести к минимуму неэффективное использование средств борьбы с АСПО.

4.1.1. Структура фонда

Эксплуатационный фонд – показатель, характеризующий наличие и состояние скважин, дающих продукцию, находящихся в простое, бездействии, освоении и ожидании освоения.

Действующий фонд – показатель, характеризующий наличие и состояние скважин, дающих продукцию и находящихся в простое.

К *фонду скважин, дающих продукцию*, относятся те, которые на конец последнего дня отчетного периода давали продукцию, включая находящиеся в накоплении жидкости при периодической эксплуатации.

Текущий простой – скважины, остановленные в течение текущего месяца и запущенные на конец отчетного периода.

Простаивающий фонд – скважины, которые давали продукцию в течение месяца (хотя бы несколько часов), а на конец месяца остановлены по любой причине.

Бездействующий фонд:

– прошлых лет – скважины, находящиеся в бездействии предыдущего года и простое текущего года, не запущенные на 1 декабря отчетного года;

– текущего года – скважины, находящиеся в простое с 1 декабря прошлого года.

Скважины, находящиеся в освоении – принятые на баланс НГДУ от буровых организаций и зачисленные в эксплуатационный фонд для последующей эксплуатации.

Нерентабельный фонд показатель характеризующий фонд скважин добыча нефти из которых не компенсирует понесенных затрат на эксплуатацию данных скважин.

4.1.2. Показатели использования фонда

Коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин – показатель, характеризующий уровень использования действующих скважин во времени; определяется по формуле:

$$K_{\text{экспл}} = \frac{\text{время эксплуатации (наработка)}}{\text{календарное время действующего фонда}}.$$

Коэффициент использования эксплуатационного фонда скважин – показатель, характеризующий степень производственного использования всего эксплуатационного фонда скважин; определяется по формуле:

$$K_{\text{исп}} = \frac{\text{время эксплуатации (наработка)}}{\text{календарное время эксплуатационного фонда}}.$$

Календарное время действующего фонда скважин характеризует общее время эксплуатации и простоев всех скважин, пребывавших в течение отчетного периода в действующем фонде. Состоит из времени эксплуатации, времени ремонтных работ, времени ликвидации аварий, времени простоя скважин.

Календарное время эксплуатационного фонда – показатель, характеризующий время пребывания скважин в эксплуатационном фонде.

Баланс календарного времени эксплуатационного фонда скважин складывается из календарного времени действующего фонда скважин, бездействующего фонда скважин, нахождения скважин в освоении и ожидания освоения.

Межремонтный период (МРП) – средняя продолжительность работы скважины в сутках между двумя последовательными ремонтами. Расчет МРП производится ежемесячно за скользящий год по эксплуатационному фонду скважин как по способам эксплуатации, так и по всему фонду; определяется по формуле:

$$\text{МРП} = T \cdot \Phi \cdot K_{\text{эспл}} / N,$$

где:

T – календарное число суток за расчетный скользящий год (365 или 366);

Φ – среднеарифметический фонд эксплуатационных скважин на начало и конец расчетного скользящего года;

$K_{\text{эспл}}$ – коэффициент эксплуатации за расчетный скользящий год;

N – число ремонтов скважин с использованием подъемного агрегата.

Для добывающих скважин показатель N включает в себя текущие ремонты скважин, связанные с ревизией или заменой подземного оборудования (насос, НКТ и др.), за исключением:

- повторных (скважина не проработала с момента запуска 48 часов);
- ремонтов, связанных со спуском оборудования в новые скважины;
- геолого-технических мероприятий, выполняемых на рабочих скважинах, не связанных с выходом из строя подземного оборудования;
- ремонтов по внедрению новой техники;
- ревизий устьевых арматур.

Для нагнетательных скважин показатель N включает в себя текущие ремонты, связанные с подземным оборудованием, и капитальные ремонты, выполняемые в стволе скважины.

Настоящая методика определения межремонтного периода введена с 1 января 1998 года.

Наработка на отказ скважины определяется разницей в сутках между временем нахождения скважины в работе и временем нахождения скважины в простое.

$$T_{\text{СКВ.}} = T_{\text{РАБ.}} - T_{\text{ПРОСТ.}}$$

Наработка на отказ фонда скважин (по способу эксплуатации) – сумма наработок всех скважин в отчетном периоде.

$$T_{\text{ФОНДА}} = \sum T_{\text{СКВ.}}$$

Средняя наработка на отказ по способу эксплуатации (общий показатель):

$$T_{\text{ОТК. СРЕД.}} = \sum T_{\text{ОТК.}} / N_{\text{СКВ.}}$$

4.2. ДОБЫЧА НЕФТИ ШГН

4.2.1. Техническая характеристика штанговых насосов

Одним распространенных, на сегодняшний день, способов механизированной добычи нефти является использование для подъема жидкости из нефтяных скважин штанговые глубинные насосы (ШГН). Это объясняется экономичностью, гибкостью и широкими возможностями применения данной системы.

Главные преимущества штанговых глубинных насосов следующие:

- независимость от наземных систем
- технически несложный, быстрый монтаж
- наличие глубинных насосов различных размеров, изготовленных из различных материалов, в зависимости от дебитов и откачиваемой среды
- возможность адаптации к изменяющимся условиям притока за счет изменения частоты ходов плунжера, длины хода плунжера и эффективной поверхности плунжера глубинного насоса
- относительно высокий общий коэффициент полезного действия
- нетребовательность технического обслуживания
- долгий срок службы
- относительно незначительные расходы на проведение ремонта насосов.

В качестве недостатков следует назвать:

- ограниченность дебита и глубины эксплуатации предельной допустимой нагрузкой на насосные штанги
- высокий износ насосных штанг и насосно-компрессорных труб (в особенности в случае искривленных скважин), который, однако, может быть снижен применением протекторов

Определение параметров штанговой насосной установки (рис. 1) включает расчет и подбор трех элементов системы:

- глубинного насоса;
- колонны насосных штанг;
- привода глубинного насоса.

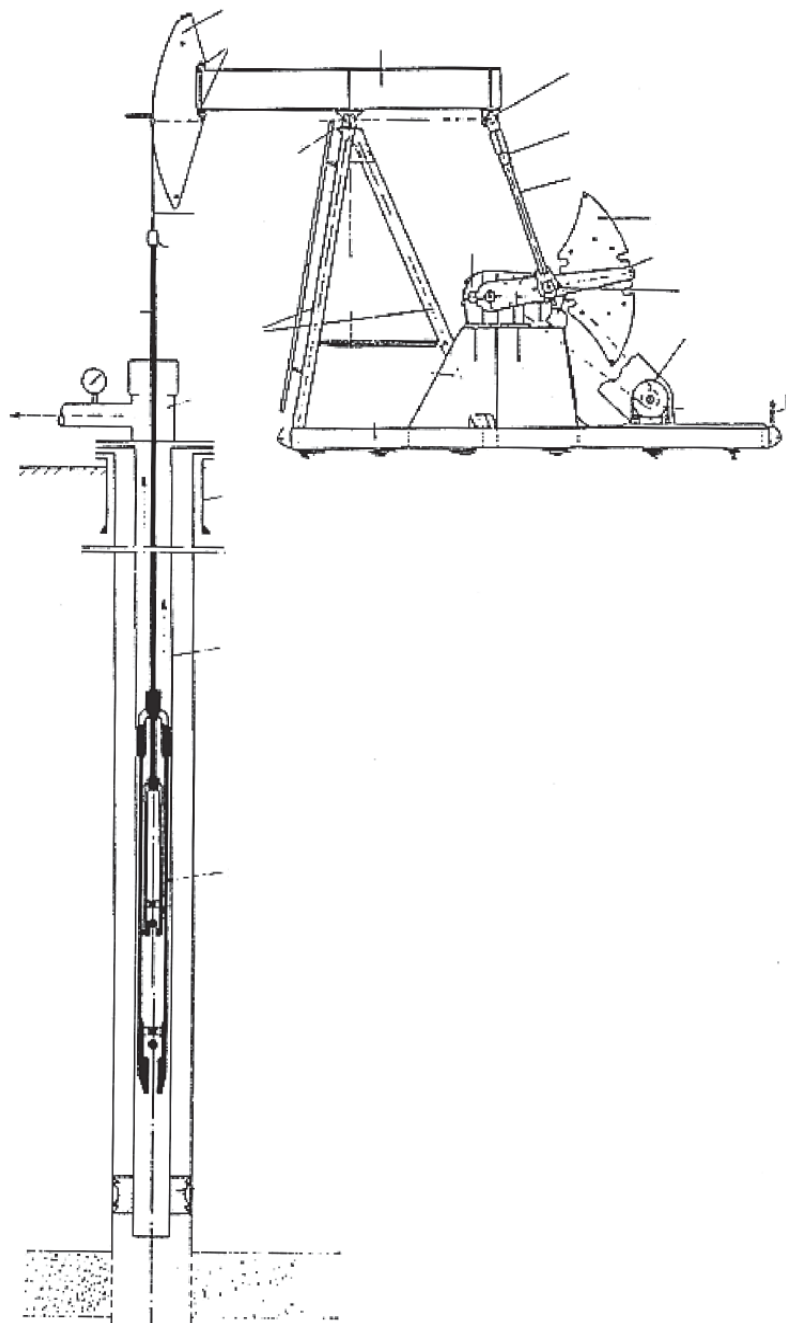


Рис. 1. Схема установки глубинной штанговой насосной установки

ГЛУБИННЫЕ НАСОСЫ

Процесс откачки

Обычные глубинные насосы по принципу действию относятся к плунжерным насосам простого действия. Ниже приводится схема процесса откачки глубинным насосом (рис. 2).

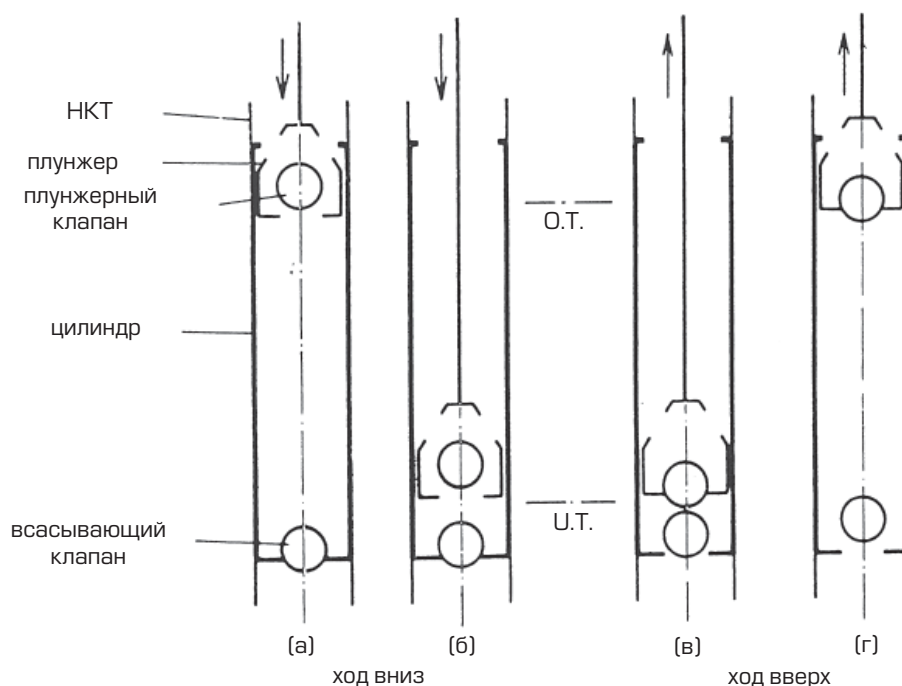


Рис. 2 Схема процесса откачки

Исходная ситуация. Насос и насосно-компрессорная труба заполнены жидкостью. Плунжер находится в верхней мертвой точке О.Т.; плунжерный клапан закрыт. Нагрузку столба жидкости над насосом принимают на себя насосные штанги. При прекращении потока жидкости снизу через всасывающий клапан, данный клапан закрывается под действием силы тяжести. Цилиндр полностью или частично заполнен жидкостью. При погружении плунжера в эту жидкость плунжерный клапан открывается, и вся нагрузка жидкости падает на всасывающий клапан и, следовательно, на НКТ (рис. 2а). При дальнейшем ходе плунжера вниз (рис. 2б) верхняя штанга погружается в столб жидкости, вытесняя соответствующий ее объем, который подается в трубопровод.

В случае применения плунжеров, диаметр которых равен диаметру верхней штанги или меньше его, подача жидкости в трубопровод производится только во время хода плунжера вниз, в то время как при ходе плунжера вверх вновь набирается столб жидкости. Как только плунжер начинает двигаться вверх, плунжерный клапан закрывается. Нагрузка жидкости снова переда-

ется на насосные штанги. Если пластовое давление превышает давление в цилиндре, всасывающий клапан открывается в момент отхода плунжера от нижней мертвой точки U.T. (рис. 2в). Поступление жидкости из пласта в освобожденный от давления цилиндр продолжается, пока ход плунжера вверх не закончится в позиции O.T. (рис. 2г). Одновременно с поднятием столба жидкости над плунжером происходит всасывание равного количества жидкости. На практике, однако, рабочий цикл насоса обычно сложнее, чем указано на этой упрощенной схеме. Работа насоса зависит в значительной мере от размера вредного пространства, отношения газ – жидкость и от вязкости откачиваемой среды.

Кроме того, вибрации колонны насосно-компрессорных труб и насосных штанг, возникающие в результате непрерывной перемены нагрузки столба жидкости, и вибрации клапанов также влияют на цикл откачки.

Классификация по API

Трубные глубинные штанговые насосы и вставные глубинные насосы классифицированы по API спец. 11 АХ в зависимости от исполнения цилиндра и плунжера, также от расположения замковой опоры, и имеют соответственное условное обозначение. В таблице 1 дается система обозначения по API.

Таблица 1

Номенклатура изготавливаемых насосов

Тип насоса		Обозначение насоса		Сочетание диаметра НКТ и диаметра насоса
		Механическое крепление	Манжетное крепление	
1. Вставные насосы с неподвижным цилиндром	1.1. С верхним креплением	RHAM	RHAC	20-106, 25-106 20-125, 25-125 25-150 25-175 30-225
	1.2. С нижним креплением	RHBM	RHBC	
2. Вставные насосы с подвижным цилиндром и нижним креплением		RHTM	—	25-175
3. Трубные насосы		THM	THC	20-125, 25-125 20-175, 25-175 25-225 30-275

Все изготавливаемые насосы модифицированы под отечественное скважинное оборудование для установки их в колонне гладких (с невысаженными концами) НКТ по ГОСТ 633-80 и соединения с колонной штанг по ГОСТ 13877-80.

- внутренний диаметр 1 1/4 дюйма (31,8 мм);
- толстостенный 10-футовый цилиндр (3,05 м);
- два 1,5-футовых удлинителя (по 493 мм);
- 4-футовый (1,295 м) плунжер;
- нижнее механическое крепление;
- установка в НКТ диаметром 2 3/8 дюйма (60,3 мм) обозначается:
20-125-RHBM-10-4-3.

Наружные резьбы насосов

1. Для присоединения к НКТ:
 - 2 3/8" – 10NURD – резьба 60,3 мм, 10 ниток на дюйм, НКТ с невысаженными концами (для НКТ 60×5 и муфт к ним)
 - 2 7/8" – 10NURD – резьба 73,0 мм, 10 ниток на дюйм, НКТ с невысаженными концами (для НКТ 73×5,5 и муфт к ним)
 - 3 1/2" – 10NURD – резьба 88,9 мм, 10 ниток на дюйм, НКТ с невысаженными концами (для НКТ 89×6,5 и муфт к ним)
2. Для присоединения к насосным штангам:
 - 3/4" SR – резьба насосной штанги, диаметр 26,95 мм, 10 ниток на 1 дюйм (для штанг ШН19 и муфт к ним)
 - 7/8" SR – резьба насосной штанги, диаметр 30,1 мм, 10 ниток на 1 дюйм (для штанг ШН22 и муфт к ним)

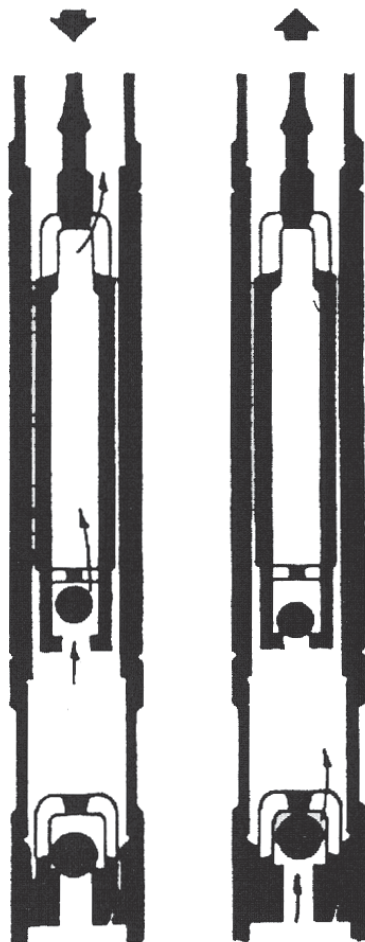


Рис. 3. Схема трубного насоса

3. Для подсоединения фильтров или других защитных приспособлений к нижней части насоса – внутренняя резьба LR:

API – резьба LP (резьба трубопроводов) – конус 1:16, 11,5 ниток на дюйм.

Диаметр резьбы: 1", 1 1/4", 1 1/2", 2" (в зависимости от типа и диаметра насоса).

Типы и виды исполнения насосов

Выпускаются следующие типы глубинных насосов:

- трубные;
- вставные.

Изготавливаются также специальные модели, предназначенные для применения в нестандартных условиях эксплуатации (например: большой дебит, высоковязкая среда, большое содержание песка).

В пределах отдельных рядов типоразмеров возможны многочисленные варианты исполнения и комбинации деталей.

Трубные насосы

Поскольку у трубных насосов цилиндр насоса является неотъемлемой частью колонны НКТ, он должен быть встроен вместе с насосно-компрессорными трубами. Плунжер и всасывающий клапан могут быть смонтированы на насосных штангах позже (рис. 3). Всасывающий клапан устанавливается в нижней части насоса при помощи соответствующих устройств. Для разборки всасывающий клапан может быть захвачен и извлечен, в результате чего насосно-компрессорные трубы опорожняются. Всасывающие клапаны изготавливаются также в не извлекаемом исполнении. В таком случае допускается их исполнение в более крупных размерах, что имеет немаловажное значение при высоких дебитах. При применении неподвижно встроенного всасывающего клапана рекомендуется предусмотреть дополнительный дренажный клапан (сбивной палец). Ввиду того, что плунжер имеет точно обработанную поверхность, не рекомендуется его вводить в длинную, внутри необработанную колонну насосно-компрессорных труб. С тех пор как появились надежные съемные соединители, на практике чаще всего сначала встраивают плунжер вместе с насосом, а соединение его с насосными штангами производится позже при помощи автосцепа. Плунжер извлекается вместе с цилиндром насоса по колонне НКТ.

Описанный выше принцип действия позволяет применять глубинные насосы, номинальный диаметр которых больше номинального диаметра НКТ. При одинаковом размере НКТ подача трубного насоса всегда будет больше подачи вставного глубинного насоса в результате более крупного диаметра цилиндра. Следовательно, трубные насосы применяются преимущественно для более крупных дебитов с небольшой глубины. Ограниченность глубины отбора обусловлена максимальной предельной нагрузкой на колонну НКТ и насосных штанг. Как правило, срок службы трубного насоса больше, чем срок службы вставного насоса в результате больших размеров изнашивающихся деталей. Помимо ограниченности глубины отбора дополнительный недостаток заключается в том, что при каждой замене насоса необходимо извлекать всю колонну НКТ.

ВСТАВНЫЕ НАСОСЫ

Виды исполнения и конструктивные принципы

Вставные насосы характеризуются тем, что монтаж комплектного насоса в колонну НКТ, а также демонтаж его осуществляется вместе с насосными штангами; при установке насос находится в замковой опоре (якорном башмаке) колонны насосно-компрессорных труб.

Благодаря разнообразию типов и многочисленным вариантам материалов, используемых для изготовления элементов насоса, вставные насосы могут быть оптимально адаптированы к условиям скважины. При одинаковом размере НКТ у вставных насосов диаметр плунжера, проходное сечение и следовательно, также объем подачи меньше, чем у трубных насосов.

Различные виды исполнения вставных насосов отличаются:

а) по типу крепления:

- насосы с замком в нижней части насоса;
- насосы с замком в верхней части насоса.

Все два указанных замка выполняются в виде механического крепления (конус в конус).

б) по типу рабочего цилиндра и плунжера.

Применяются тонкостенные и толстостенные цилиндры с металлическими плунжерами.

Основные узлы ШГН

Цилиндр

Цилиндры глубинных насосов выполняются различных конструкций.

Толстостенные цилиндры для всех длин хода изготавливаются из холоднотянутых бесшовных труб различных материалов. Благодаря большой толщине стенок они почти не деформируются, но их внутренний диаметр меньше, чем у тонкостенных цилиндров, что отрицательно сказывается на эффективную площадь плунжера.

Тонкостенные цилиндры изготавливаются из цельнотянутых труб или сварных труб с продольным швом.

Из-за небольшой устойчивости к деформации длина цилиндров ограничена. Кроме того, этот вид исполнения с тонкой стенкой чувствителен в отношении высоких перепадов давления. Для повышения износостойкости рекомендуется закалка или твердое хромирование рабочих поверхностей.

Рабочие цилиндры трубных насосов

Для трубных насосов (ТН) применяются рабочие цилиндры следующего вида исполнения: толстостенный прецизионно хонингованный цилиндр.

Цилиндр интегрирован в колонну НКТ. Внутренняя (рабочая) поверхность цилиндра точно хонингована, потому что для металлического плунжера желательно иметь минимальные допуски. У цилиндра наружная цилиндрическая резьба по API спец. 1 1 АХ, тип СЗ1.

Рабочие цилиндры вставных насосов

Для вставных насосов применяются:

- толстостенные прецизионно хонингованные цилиндры;
- тонкостенные прецизионно хонингованные цилиндры.

Толстостенный прецизионно хонингованный цилиндр – для вставных насосов (RH). На торцах резьб цилиндр имеет металлическую уплотняющую поверхность. Длину хода плунжера можно увеличить при помощи навинчиваемых удлинителей.

Тонкостенный прецизионно хонингованный цилиндр – для вставных насосов (RW). В данных цилиндрах работают плунжеры максимального диаметра, чем достигается максимальный дебит. Но малая толщина стенки ограничивает глубину посадки насоса. Цилиндр имеет внутренние цилиндрические резьбы.

Плунжер

Плунжеры глубинных насосов выполняются металлическими.

Металлические плунжеры

Металлические плунжеры выполняют уплотняющую функцию без дополнительных уплотняющих элементов за счет выбора минимальных зазоров между плунжером и цилиндром.

Плунжеры выпускаются ниппельного или муфтового типа с гладкой или желобковой поверхностью.

Скопление жидкости в кольцевых пазах желобчатых плунжеров служит для улучшения смазки плунжера. Наличие кольцевых пазов не влияет на уплотняющую функцию. При осаждении в пазах значительных количеств песка или металлических частиц, не уносимых смазываемой откачиваемой нефтью, имеет место повышенный износ или – в аварийных случаях – заклинивание плунжера.

Зазор между плунжером и рабочим цилиндром выбирается в зависимости от свойств откачиваемой среды. Критерии, определяющие выбор зазора, приведены в разделе «Расчет параметров и выбор насоса».

Клапаны

Клапаны глубинных насосов выполнены в виде шариковых клапанов.

В зависимости от откачиваемой среды применяются клапаны из различных комбинаций материалов, различных классов твердости.

Корпуса клапанов

По виду исполнения различают «открытые» и «закрытые» корпуса.

«Открытый» корпус обозначает, что жидкость всасывается в открытый сбоку корпус и затем вытекает через эти же отверстия, в то время как при «закрытом» корпусе жидкость выходит из корпуса не сбоку, а сверху. Корпуса клапанов стандартного исполнения изготавливаются цельнометаллическими; для абразивных условий эксплуатации имеются резиновые направляющие шарика или коррозионно-стойкие вставки.

Седла клапанов и шарики

Применяемые ранее седла с ребрами теперь заменены седлами API с гладкими кольцами.

1. Седла и шарики из нержавеющей стали SS.
2. Седла и шарики из кобальтового сплава (стелит) ST.
3. Седла и шарики из вольфрам-карбида TC.

Практика показала, что различные материалы седел и шариков, а также их комбинации обеспечивают оптимальный срок службы в любых условиях эксплуатации.

Материал, применяемый для изготовления седел клапанов, выбирается на основе многолетнего опыта в области разработки и производства коррозионно-стойких специальных сплавов со специальной термообработкой и твердых металлов (вольфрам-карбидных сплавов).

Крепление штанговых глубинных насосов

Смонтированный на насосных штангах вставной насос вводится в НКТ и устанавливается в предусмотренной для этой цели замковой опоре. Диаметр манжет меньше номинального диаметра плунжера.

Крепления (замки) вставных глубинных насосов

Вставные глубинные насосы выпускаются с замками:

- в верхней части насоса;
- в нижней части насоса.

По виду крепления вставных глубинных насосов различают:

- механические;
- манжетные.

Преимущества и недостатки различных видов расположения замка

	Преимущества	Недостатки
Замок в нижней части насоса	большая глубина посадки за счет выгодной нагрузки цилиндра (гидростатическое опорное давление снаружи)	повышенная опасность коррозии в кольцевом пространстве, большая вероятность не срыва с замковой опоры после длительной эксплуатации
Замок в верхней части насоса	опасность коррозии в кольцевом пространстве насос – НКТ невелика; отсутствует зона застоя	небольшая глубина посадки из-за невыгодной нагрузки цилиндра

Удерживающие и подъемные силы в замке насоса

На штанговый глубинный насос действуют как силы, стремящиеся вытолкнуть насос из замка (так называемые подъемные), так и противодействующие силы, удерживающие насос в замке (так называемые удерживающие).

Причинами образования подъемных сил являются:

- пластовое давление;
- высокая вязкость откачиваемой жидкости;
- сопротивление трения между плунжером и цилиндром, например, в случае малого зазора.

Причинами образования удерживающих сил является:

- гидростатическое давление столба жидкости;
- удерживающие силы самого замка.

Подъемные силы

Пластовое давление действует на нижнюю поверхность плунжера насоса, в результате чего насос, может быть, вытолкнут из седла. Эта сила

получается из значения пластового давления (действующего на глубине посадки насоса), умноженного на площадь кольцевого сечения на нижнем конце насоса, подвергаемую давлению под насосом. Высоковязкие жидкости при ходе плунжера вверх в результате своей вязкости передают силы давления с движущего плунжера на неподвижный цилиндр. При превышении этими пропорциональными к вязкости откачиваемой среды силами удерживающих сил, насос выталкивается из замка. Сопротивление трения, возникающее при движении плунжера в цилиндре, соответствует трению скольжения.

Значение этого трения получается из поверхности соприкосновения, коэффициента трения и радиальных прижимных сил. В случае наличия воды между поверхностями коэффициент трения увеличивается в несколько раз. Самое неопределенное значение – значение радиальных прижимных сил, зависящее от величины зазора. Поэтому для определения сопротивления трения рекомендуется ссылаться на данные, полученные на практике или же данные, полученные экспериментальным путем.

Удерживающие силы

Дополнительно к удерживающей силе самого замка, вес столба жидкости действует на верхнее поперечное сечение корпуса насоса.

Проблемы, возникающие при эксплуатации

В режиме эксплуатации скважин штанговыми глубинными насосами возникают проблемы, связанные с наличием свободного газа и песка в откачиваемой жидкости.

Свободный газ

Содержание свободного газа в откачиваемой жидкости представляет собой одну из главных проблем при эксплуатации. Наличие свободного газа влияет на коэффициент полезного действия глубинного насоса (рис. 4).

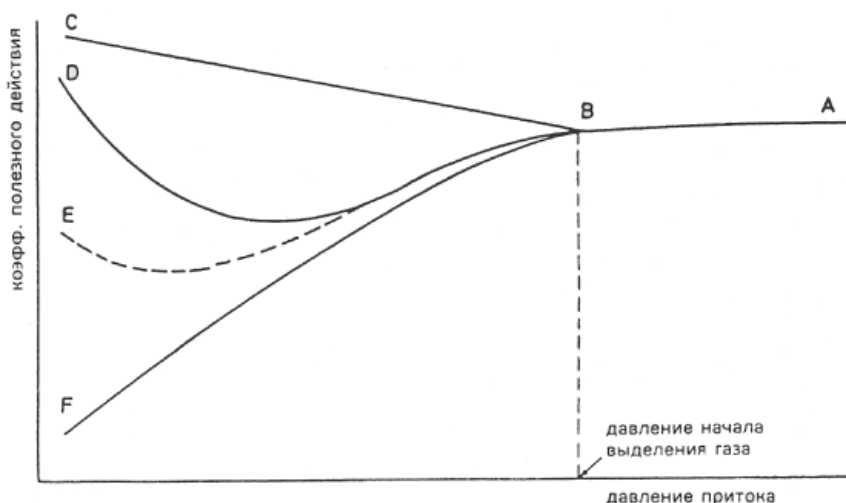


Рис. 4. Влияние свободного газа на коэффициент полезного действия насоса

Под коэффициентом полезного действия здесь подразумевается соотношение между объемом нефти, откачиваемой за один ход и эффективным рабочим объемом цилиндра. При наличии полностью растворенного газа коэффициент полезного действия имеет форму линии СВА. Если требуется откачка всего свободного газа, то коэффициент полезного действия резко уменьшается (линия ВF). Имеются любые варианты между линиями СВ и FВ, в зависимости от количества *газожидкостных смесей* свободного газа, подлежащего откачиванию. Начиная с точки В давление всасывания насоса настолько высоко, что появление свободного газа не происходит.

Теоретически возможная производительность насоса при откачке газожидкостных смесей определяется на основе уравнений (по Хадденхорсту и Хорну).

Сепарация газа

Применяемые газовые якоря работают все по одинаковому принципу. Для сепарации газа от нефти используется разница в плотности газа и жидкости, т.е. сила тяжести. На практике применяются следующие якоря:

- естественный газовый якорь;
- простой газовый якорь;
- погружной якорь;
- газовый якорь с пакером;
- газовый якорь-зонд;
- газовый якорь «чашечного типа».

Проблемы с пескопроявлением

Вынос песка из пласта объясняется двумя причинами:

- порода-коллектор недостаточно уплотнена (отсутствие вяжущего материала или удаление вяжущего материала кислотной обработкой);
- или скорость течения откачиваемой среды слишком высока.

Влияние песка на работу насоса сказывается в том, что плунжеры, цилиндры и клапаны быстро изнашиваются, что плунжер заклинивается, или, что вставные глубинные насосы (если такие применяются) «цементируются» в крепежном седле или в насосно-компрессорной трубе. В случаях, когда, по техническим причинам или причинам рентабельности возможность упрочнения (уплотнения) или от фильтрования песка в самом пласте исключается, можно попытаться предотвратить попадание песка в насос путем применения хвостовиков или песочных фильтров, или же предохранить сам насос от последствий оседания песка.

Для защиты насоса могут быть приняты нижеследующие меры:

- встройка хвостовика или песочного фильтра;
- проведение фильтрования в пласте;
- предохранительные меры на самом насосе;
- упрочнение песка в пласте (уплотнение).

Хвостовики и песочные фильтры

Попадание песка в насос предотвращается путем отделения его из откачиваемой среды хвостовиками и песочными фильтрами.

4.2.2. Назначение и применение дополнительного оборудования

Для повышения надежности оборудования насос, как правило, комплектуется необходимым дополнительным оборудованием. По мере роста технологии производства перечень и технические характеристики оборудования могут меняться, текущую спецификацию оборудования можно получить в ЦПП.

Описание и назначение некоторого оборудования даны ниже.

Фильтр-заглушка устанавливается на приеме штангового насоса (вворачивается в корпус приемного клапана) и служит для защиты насоса от попадания в него наиболее крупных посторонних предметов. При использовании клапанов-отсекателей на приеме вставных насосов фильтр-заглушка используется расчетной длины.

Лифтовый клапан-отсекатель применяется со вставным насосом и предназначен для производства подземного ремонта по смене насоса без глушения скважины. Известно несколько различных конструкций клапанов-отсекателей.

Ловитель приемного клапана применяется для ловли приемного клапана невставного насоса перед подъемом из-за недостатков, присущих ловителю, выполненному в виде цангового захвата, поставляемого заводом-изготовителем в комплекте с невставным насосом.

Автосцеп предназначен для автоматического соединения колонны штанг с плунжером насоса, спущенного вместе с цилиндром невставного насоса, или соединения колонны штанг с вставным насосом, в случае его спуска на НКТ, предварительно смонтировав в посадочном гнезде. Автосцеп монтируется на нижнем конце колонны штанг.

Центраторы насосных штанг применяются для предупреждения истирания НКТ и штанговых муфт в процессе эксплуатации наклонных скважин, оборудованных ШГН. Монтируются центраторы между штангами в местах, наиболее подверженных истиранию.

Скребки-центраторы колонны штанг применяются с целью очистки лифтовых труб и тела штанг от отложений парафина и истирания НКТ и штанговых муфт при эксплуатации ШГН, в наклонно направленных скважинах. Длина колонны штанг со скребками-центраторами выбирается исходя из глубины отложений парафина в НКТ. Расстояние между скребками-центраторами по длине штанги должно быть меньше длины хода полированного штока.

Магнитный активатор предназначен для снижения интенсивности парафиноотложений и коррозии внутрискважинного оборудования. Магнитный активатор монтируется на приеме штангового насоса между газопесочным якорем и приемным клапаном (или клапаном-отсекателем для НСВ).

Сливной клапан применяется в комплекте с невставным насосом в случаях отсутствия в компоновке ловителя приемного клапана. Монтируется над приемным клапаном.

Песочный якорь применяется для снижения влияния ТВВ на работу насоса в высокообводненных скважинах с низким содержанием свободного газа.

Отсекатель устьевой сальниковый предназначен для отсечения возможного излива добываемой жидкости из скважин в случае обрыва полированного штока и выхода его из сальника.

Обязательными комплектациями для всех насосов является применение якорей. Выбор конструкции якоря определяется КВЧ, содержанием воды и свободного газа. Насосы типа НН обязательно комплектуются клапанным узлом, позволяющим произвести слив жидкости при подъеме НКТ. Спуск насосов типа НВ при ревизии НКТ производится только с применением автосцепа.

Дорн анкерный обеспечивает фиксацию насоса с нижним механическим креплением в замковой опоре.

Опрессовочная головка предназначена для проведения опрессовки НКТ агрегатом ЦА-320.

Перепускной клапан ШГН применяется для обеспечения циркуляции при промывке или глушении на скважинах, оборудованных ШГН. Предотвращает попадание в насос парафина, а также размягчение эластомера статора при проведении АДП. Монтируется над насосом.

Фильтр насоса ШГН устанавливается ниже приемного клапана, защищает от попадания крупных механических примесей и посторонних предметов в насос.

Фильтр пружинный предназначен для предотвращения попадания крупных частиц в насос. Устанавливается ниже приема насоса. Внутри корпуса фильтра расположена пружина, зазор между витками пружины может регулироваться гайками.

Центратор амортизирующий или КДНШ (компенсатор движения насосных штанг) предназначен для снижения динамических нагрузок на колонну штанг, устанавливается в местах, наиболее подверженных обрывам и отворотам.

Корпус центратора внутри имеет полое пространство, а также два отверстия вверху и внизу. При ходе колонны штанг вверх происходит заполнение полости центратора через нижнее отверстие, под поршнем создается давление, равное давлению газожидкостной смеси в НКТ. При последующем ходе колонны штанг вниз поршень движется вниз, и через верхнее отверстие происходит заполнение полости над поршнем, и в ней также создается давление. Таким образом, сжимающаяся жидкость является компенсатором нагрузки на колонну штанг. Вращающийся вокруг своей оси шток позволяет избежать отворот штанг.

Шарнирная штанга применяется на скважинах, оборудованных ШГН для предотвращения отворота колонны штанг. Устанавливается в местах, наиболее подверженных отворотам. Состоит из двух полумуфт, в которых расположены полуштанги, способные вращаться вокруг своей оси.

Штанголовка применяется в бригадах подземного ремонта для залавливания штанг при обрыве.

Центратор роликовый применяется для предупреждения истирания НКТ и штанг в процессе эксплуатации наклонных скважин, оборудованных ШГН. Монтируется в местах, наиболее подверженных истиранию.

Центратор вращающийся предупреждает истирание НКТ и штанг. Устанавливается на штангах.

4.2.3. Прием-сдача скважин в ремонт и из ремонта

Для безопасного и качественного проведения работ ремонтной бригадой необходимо:

- проверить наличие и состояние подъездных путей и при необходимости провести отсыпку, планировку;
- произвести очистку территории устья скважины в радиусе 30 м от за-мзученности, посторонних предметов, снега и т.п.;
- проверить и отревизировать станцию управления СКН, оборудовать штепсельным разъемом для подключения оборудования бригад ПРС (КРС);
- проверить и отревизировать тормозную систему СКН;
- укомплектовать устьевое оборудование скважины согласно схеме обвязки;
- устранить пропуски нефти, газа и воды на соседних скважинах;
- проверить работоспособность коллектора;
- обозначить указателями все мелкозаглубленные коммуникации, которые могут быть повреждены при переездах трактора с оборудованием или другой тяжелой техники;
- на станках-качалках типа ПФ 8-3-40 должны быть откинута головки балансира и демонтированы ограждения кривошипа силами ПРЦЭО (по заявке).

За исправность системы откидывания головки балансира отвечает ЦДНГ (или лицо, принимающее качество ППР от ПРЦЭО).

Ответственность за выполнение перечисленных выше пунктов несет мастер ЦДНГ. Передача скважины в ремонт с неисправным СК или технологической обвязкой не допускается. Простой бригад ПРС (КРС) и отказ в случае несвоевременного запуска по причине неготовности скважины к ПРС (КРС) возлагается на ЦДНГ.

Состояние скважины и территории вокруг нее до начала ремонта и после ремонта оформляется актом. В случае отказа мастера добычи прибыть на куст для сдачи куста ЦПРС, претензии по состоянию территории куста после ПРС не принимаются. В случае отказа мастера ПРС прибыть на куст для приема куста для ПРС перечень претензий к ЦПРС определяется мастером добычи, что является основанием для отказа от приема скважины от ЦПРС.

За два часа до окончания ремонта на скважину вызывается представитель ЦДНГ. Если в течение трех часов представитель ЦДНГ не является, то удостоверившись, что цель ремонта достигнута, бригада переезжает на другую скважину по плану-графику. Прием-сдача скважин после ремонта производится: в дневное время – мастером ПРС (КРС) и мастером (старшим оператором) ЦДНГ; в ночное время – старшим оператором ЦПРС и дежурным оператором ЦДНГ. В случае, когда по приезду представителя ЦДНГ скважина не готова, то прием-сдача скважины из ремонта переносится на дневное время с 09.00 до 16.00. Представителем ЦДНГ может являться оператор добычи или исследования скважин не ниже 4 разряда, представитель обязан ревизировать все первичные акты, составляемые ЦПКРС, ЦПП. Отказ от рассмотрения актов может считаться как простой в ожидании представителя ЦДНГ (не более трех часов).

Представитель ЦДНГ перед выездом на приемку скважины знакомится с планом на ремонт.

В присутствии представителя ЦДНГ производится вызов подачи.

При запуске ШГН после появления подачи на устье производить опрессовку лифта на давление не менее 40 кгс/см². При этом считать установку годной к эксплуатации при падении давления на:

- НВ (НН)-29-32 – не более 5 кгс/см² за 1 мин;
- НВ (НН)-38 и выше – не более 10 кгс/см² за 1 мин.

Если утечка большая и давление на буфере не поднимается или снижается, то работы по ремонту продолжаются.

Вызов подачи производится только СК, использование подъемного агрегата для этого не допускается.

При приеме скважины от бригады ПРС и КРС проверяются:

- соответствие фактически выполненных работ работам, указанным в плане на ремонт;
- правильность подвески полированного штока:
 - 1) укомплектованность фланцевых соединений шпильками, гайками и качество их крепления;
 - 2) состояние территории кустовой площадки (согласно акту приема-сдачи территории скважины).

Правильная подгонка штанг, отсутствие стуков при ходе плунжера вниз и срыва насоса с замковой опоры (выхода плунжера из цилиндра), при ходе вверх проверяется динамометрированием. Динамограмма работы насоса в обязательном порядке приклеивается к эксплуатационному паспорту ШГН.

Данные по результатам монтажа внутрискважинного оборудования, режим откачки, дата пуска насоса в эксплуатацию заносятся в эксплуатационный паспорт насоса и в базу данных АРМ технолога.

По окончании работ, если цель ремонта достигнута, скважина в течение двух суток по акту сдается ЦДНГ. Акт подписывают мастер ПРС (КРС) с одной стороны, и ведущий инженер, мастер ЦДНГ с другой стороны.

4.2.4. Запуск и вывод на режим скважин, оборудованных УШГН, после ремонта

Запуск и вывод на режим производятся после приема скважин из ремонта.

Вывод на режим вызван следующими причинами:

- снижение проницаемости призабойной зоны пласта после глушения скважин;
- снижение статического уровня жидкости в скважинах за счет разницы удельного веса жидкости глушения и скважинной жидкости в межтрубном пространстве и ниже приема насоса. Вывод скважин на режим без учета вышеприведенных причин приводит к откачке уровня жидкости до приема насоса и срыву подачи, т.е. насос некоторое время (до увеличения уровня жидкости) будет работать в режиме «срыва подачи». При работе насоса в этом режиме на его детали – корпус, всасывающий клапан – действуют значительные динамические нагрузки. Величина динамических нагрузок рассчитывается по формуле:

$$E_d = M \cdot V^2 / 2,$$

где

E_d – динамическая нагрузка;

M – сумма масс штанговой колонны и столба жидкости над плунжером;

V – скорость движения этих масс.

Из формулы видно, что снижение динамических нагрузок достигается снижением скорости откачки и недопущением режима срыва подачи.

Время откачки при выводе на режим рассчитывается по формуле:

$$t_{отк} = \frac{(H_n - 100) - \left[H_{кр} - \frac{(H_{в.кр} - H_{в.ст.}) \cdot j_{с.ж.}}{j_{ж.г.}} + \Delta L \right]}{Q_{теор} \cdot K_{под}} \cdot (F_{эк} - F_{нкт}) \cdot 24,$$

где

$t_{отк}$ – расчетное время работы насоса, час.;

H_n – глубина спуска насоса, м;

$H_{кр.}$ – кровля пласта, м;

$H_{в.кр.}$ – глубина кровли пласта, приведенная к вертикали, м;

$H_{в.ст.}$ – статический уровень жидкости в скважине, приведенный к вертикали, м;

$J_{с.ж.}, J_{ж.г.}$ – удельный вес скважинной жидкости и жидкости глушения;

ΔL – удлинение на глубине $\frac{(H_{в.кр.} - H_{в.ст.}) \cdot j_{с.ж.}}{j_{ж.г.}}$, м

$F_{эк}, F_{нкт}$ – площади сечений эксплуатационной колонны и НКТ, м²;

$Q_{теор}$ – теоретическая производительность насоса, м³/сут;

$K_{под}$ – коэффициент подачи насоса, при освоении принимается равным 1.

Вывод на режим УСШН производится в следующей последовательности:

– рассчитывается время откачки $t_{отк}$;

– производится запуск скважины;

– по истечении времени откачки, если в затрубном пространстве давление не поднялось до линейного и динамический уровень не стабилизировался, скважину останавливают и оставляют на приток. Циклы повторяют до тех пор, пока давление в затрубном пространстве не поднимается до линейного и динамический уровень не стабилизируется. Время накопления индивидуально для каждой скважины и определяется по КВУ геологической службой ЦДНГ;

– если по истечении времени откачки давление в затрубном пространстве поднялось до линейного и динамический уровень стабилизировался, то скважину оставляют в работе. В случае, когда после многократных циклов откачки и накопления скважина не выводится на режим, то ее эксплуатируют в периодическом режиме, т.к. характеристика продуктивного пласта не соответствует производительности насоса.

При установлении времени циклов откачки и накоплений необходимо использовать всю имеющуюся информацию о работе скважин: КВУ, НСТ, НДИН и т.д.

Если КВУ не снималась, но известен НСТ, производительность цикла откачки рассчитывается по формуле:

$$t_{\text{отк}}^n = \frac{(H_{\text{ДИН}} - H_{\text{СТ}}) \cdot (F_{\text{ЭК}} - F_{\text{НКТ}}) \cdot 24}{Q_{\text{ТЕОР}} \cdot K_{\text{ПОД}}},$$

где

$t_{\text{отк}}^n$ – время откачки при периодическом режиме, час;

$H_{\text{ДИН}}$ – принимается из разности: $H_{\text{СТАТИЧЕСКОЕ}} - 200$ м.

Время накопления индивидуально для каждой скважины; определяется, исходя из характеристик продуктивного пласта (КВУ, КВД).

Эксплуатация УСШН диаметром более 28 мм в периодическом режиме свидетельствует о неправильном подборе насоса. Такие скважины необходимо обязательно исследовать в процессе периодической эксплуатации для правильного подбора насоса при последующих ремонтах.

4.2.5. Эксплуатация и обслуживание скважин, оборудованных УШГН

Контроль за работой скважины осуществляется динамометрированием, замерами дебита жидкости, устьевых давлений, динамического уровня.

Периодичность контроля параметров следующая:

При обрыве или отвороте нижней части штанговой колонны, а также при наличии засадений плунжера на ходу и больших гидравлических сопротивлениях в клапанах, следует применять тяжелый низ для штанговых колонн.

По показаниям динамограммы могут быть определены степень заполнения цилиндра насоса, герметичность нагнетательного, всасывающего клапана и колонн насосно-компрессорных труб, степень износа пары «цилиндр – плунжер» насоса, влияние газа на заполнение цилиндра, отворот или обрыв колонны насосных штанг, заклинивание плунжера в цилиндре и другие неполадки в работе подземного оборудования.

Профилактический осмотр наземного оборудования осуществляется 1 раз в три дня. При осмотре работающего станка-качалки оператор ЦДНГ должен проверять:

- наличие вибрации и необычных шумов – визуально и на слух. Определить, какие из частей станка-качалки предположительно являются их источниками. В случае необходимости остановить качалку;

- уравновешенность по показаниям амперметра. Проводится после выхода скважины на режим и после изменения режима работы скважины (уравновешенность удовлетворительная, если разность между показаниями амперметра при ходе вверх и вниз не превышает $\pm 10\%$ от полусуммы двух максимальных значений силы тока за цикл). Если СКН работает в неуравновешенном режиме, то его останавливают и дают заявку в ПРЦЭО.

После остановки СК (головка в нижнем положении, тормоз затянут) проверяют:

- нагрев электродвигателя, редуктора (на ощупь);
- состояние резьбовых соединений (простукиванием);

- один раз в 7 дней уровень масла в редукторе (осмотром масломерного щупа);
- натяжение клиновых ремней один раз в месяц (опробованием). В случае необходимости ремни заменить. Не допускается установка новых ремней и старых. После замены ремней при отсутствии центровки электродвигателя дать заявку в ПРЦЭО;
- посадку кривошипов на тихоходном валу редуктора – визуально (кривошипы должны быть насажены до упора в проточки тихоходного вала). Шпонки должны выступать за торцы вала не более чем на 20 мм;
- крепление контргрузов к кривошипам – визуально (не должно быть смещения при работе);
- соединение кривошипа с нижней головкой шатуна – визуально со стороны редуктора (палец не должен проворачиваться относительно кривошипа);
- центровку – визуально. При нарушении центровки дать заявку в ПРЦЭО;
- канатную подвеску сальникового штока и устьевой сальник:
- при нижнем положении головки балансира расстояние между нижней траверсой подвески и устьевым сальником должно быть не менее 200 мм (визуально);
- состояние каната – визуально (при обрыве проволок дать заявку в ПРЦЭО);
- утечки нефти через сальник. При наличии утечек подтянуть или заменить сальник;
- состояние крепления каната и штока в подвеске – визуально.

Во всех случаях явных поломок сообщить мастеру.

На каждой скважине канатная подвеска должна быть оборудована двумя траверсами – верхней и нижней.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ эксплуатировать скважину при:

- утечках через резьбовые соединения и сальниковые уплотнения;
- отсутствии или неисправности ограждения СК;
- посторонних шумах в редукторе или электродвигателе;
- неисправности станции управления;
- затянутых нижних сальниках;
- понижении уровня масла в редукторе ниже допустимой отметки;
- неуравновешенном станке-качалке;
- неплавном движении полированного штока;
- неотцентрированном СК;
- отсутствии видимого заземления корпусов электродвигателя и станции управления;
- повышении вибрации электродвигателя.

4.2.6. Ревизия и комиссионные разборы УСШН

Все штанговые насосы, поднятые из скважины при подземном ремонте, в обязательном порядке поступают в ЦПП на ревизию. В целях упорядочения расследования неэффективных ремонтов скважин с УСШН устанавливаются следующие сроки подъема оборудования из скважин. При повторных ремонтах (наработка до 3 суток) оборудование должно

быть поднято и предоставлено комиссии в течение текущего месяца после отказа. При преждевременных отказах (от 3 до 120 суток) оборудование должно быть поднято и предоставлено комиссии также в течение текущего месяца после отказа.

Для расследования причин отказов СШН создается комиссия из представителей заинтересованных сторон. Комиссионному разбору подлежат СШН, отработавшие 120 суток и менее, в т.ч.:

- затянувшийся ремонт скважин, оборудованных ШГН (без наработки);
- повторный ремонт скважин, оборудованных ШГН (наработка до 3 суток);
- преждевременный ремонт скважин, оборудованных ШГН (наработка от 3 до 120 суток);
- скважины часторемонтируемого фонда (согласно положению).

На ШГН, подлежащих комиссионному разбору, к эксплуатационному паспорту прилагаются распечатки (информация по эксплуатации скважины) из АРМ технолога.

4.2.7. Рекомендации по подбору дополнительного оборудования УШГН на месторождениях НГДУ

Данная методика подбора дополнительного оборудования предназначена для уменьшения времени, необходимого для подбора оборудования на скважину, оборудованную УШГН, установки минимально необходимого оборудования, в зависимости от геолого-технических условий по скважине, для эффективной работы УШГН.

Данная методика основывается на данных по пластам скважины, данных по осложнениям на скважине в процессе эксплуатации, также устанавливает необходимое оборудование после проведения КРС на скважине.

Для подбора дополнительного оборудования необходимо учитывать следующее:

1. Оборудование подбирается впервые (после перехода на механизированную добычу, после перевода с УЭЦН) (Методика №1).
2. Оборудование подбирается впервые после КРС (ГРП, селективная изоляция, изоляция н/г Э/К) (Методика №2).
3. Оборудование подбирается с целью увеличения наработки УШГН (Методика №3).
4. Оборудование подбирается с целью предотвращения неэффективных ремонтов (Методика №4).

Далее, согласно данным методикам, выбирается методика близкая по теме для решения вопроса.

Методика №1

Данная методика включает в себя подбор оборудования на скважинах с переводом на УШГН впервые.

Набор оборудования минимальный, включает в себя в зависимости от перечисленных ниже параметров следующее:

1. Оборудование отделения газа, песка.
2. Центраторы колонны штанг.
3. Перепускной клапан.

Рекомендуется вести подбор глубины спуска насоса, основываясь на приложение по резонансным нагрузкам колонны штанг.

Методика №2

Данная методика включает в себя подбор оборудования на скважинах после проведения КРС впервые.

Набор оборудования выбирается согласно приведенному ниже списку:

1. Оборудование отделения газа, песка.
2. Центраторы колонны штанг.
3. Перепускной клапан.
4. Утяжеленный низ колонны штанг.

Рекомендуется вести подбор глубины спуска насоса, основываясь на приложение по резонансным нагрузкам колонны штанг.

Методика № 3

Данная методика включает в себя подбор оборудования на скважинах с целью увеличения наработки УШГН.

Набор оборудования выбирается согласно приведенному ниже списку:

1. Оборудование отделения газа, песка.
2. Хвостовик.
3. Пакер-отсекатель, возможно применение клапана-отсекателя.
4. Центраторы колонны штанг.
5. Перепускной клапан.
6. Утяжеленный низ колонны штанг.
7. Скребки-центраторы.
8. Магнитный активатор.
9. Центрирующий фонарь.
10. Штанговращатель.

Рекомендуется вести подбор глубины спуска насоса, основываясь на приложение по резонансным нагрузкам колонны штанг.

Методика № 4

Данная методика включает в себя подбор оборудования на скважинах с целью недопущения неэффективных ремонтов УШГН.

1. Оборудование отделения газа, песка.
2. Хвостовик.
3. Центраторы колонны штанг.
4. Перепускной клапан.
5. Утяжеленный низ колонны штанг.
6. Скребки-центраторы.
7. Магнитный активатор.
8. Центрирующий фонарь.
9. Штанговращатель.

Рекомендуется вести подбор глубины спуска насоса, основываясь на приложение по резонансным нагрузкам колонны штанг.

Во всех приведенных методиках рекомендуется применять ППУ на полированный шток.

Таблицы подбора

№ 1. Подбор хвостовика

Для стабилизации низа НКТ, снижения динамических нагрузок для всех пластов, рекомендуется минимальная длина хвостовика из НКТ 60 мм.

$H_{\text{дин}}$	НН-57	НН, НВ-44	НВ-38	НН, НВ-32	НВ-29
	$L_{\text{хвост}}$	$L_{\text{хвост}}$	$L_{\text{хвост}}$	$L_{\text{хвост}}$	$L_{\text{хвост}}$
0					
50	20				
100	40	24			
150	59	36	26		
200	79	47	35		
250	99	59	44	32	
300	119	71	52	39	
350	139	83	61	45	36
400	159	95	70	52	41
450	178	107	78	58	46
500	198	119	87	65	52
550	218	130	96	71	57
600	238	142	105	77	62
650	258	154	113	84	67
700	278	166	122	90	72
750	297	178	131	97	77
800		190	139	103	82
850		202	148	110	88
900		213	157	116	93
950		225	166	123	98
1 000		237	174	129	103
1 050		249	183	136	108
1 100			192	142	113
1 150			200	148	119
1 200			209	155	124
1 250				161	139
1 300				168	134
1 400				174	144
1 450					149
1 500					155

№2. Подбор центраторов штанги

Выбор производится по следующим параметрам, с обязательной установкой центраторов на каждой штанге, начиная с полированного штока (для исключения интенсивного износа штанги в интервале от 1 до 30 м).

Интервалы колонны штанг	Интенсивность набора кривизны	Количество центраторов на штангу	Примечание
0–150 м	более 2,5	1 шт.	в интервале макс. набора
150–300 м	более 1,5	1 шт.	в интервале макс. набора
300–500 м	более 2,0	0,2 шт.	по 1 шт. через каждые 5 штанг
500–1 000 м	более 2,0	0,1 шт.	по 1 шт. через каждые 10 штанг
1 000–1 400 м	более 2,0	0,1 шт.	по 1 шт. через каждые 10 штанг
более 1 400 м	более 2,0	0,1 шт.	по 1 шт. через каждые 10 штанг

№3. Подбор перепускного клапана

Перепускной клапан устанавливается на 200–250 метров выше насоса в скважинах, на которых отмечалась высокая степень отложений АСПО, по следующим критериям:

Описание осложнения при разборе неэффективного ремонта	Рекомендации
НКТ, насос – забиты АСПО, по внешней стороне НКТ, слой АСПО свыше 12 мм	Установка обязательна
При разборе в насосе обнаружен песок – АСПО	Установка обязательна
В насосе и по наружной поверхности НКТ (от 4 мм до 12 мм) АСПО	Установка по усмотрению
В контейнере НКТ более 0,5 м отложения песка при наработке до 120 суток, АСПО нет	Не устанавливается

№4. Подбор утяжеленного низа колонны штанг

Подбор осуществляется согласно таблице, в ячейках проставлено количество штанг 1", устанавливаемых над насосом. Данные приведены для скважин с обводненностью 20%, для скважин с обводненностью свыше 50% принять 1 дополнительную штангу 1".

Колонна штанг 22 мм	Число качаний 6. Длина хода 2,1 м										
Глубина спуска	600	700	800	900	1 000	1 100	1 200	1 300	1 400	1 500	1 600
НН-57	4	5	6	7	7	8	9				
НН-44, НВ-44			6	6	7	8	9	9	10		
НВ-38					7	8	9	9	10	11	11
НВ-32					7	8	9	9	10	11	12
НВ-29					7	8	9	9	10	11	12

Колонна штанг 19 мм	Число качаний 6. Длина хода 2,1 м										
Глубина спуска	600	700	800	900	1 000	1 100	1 200	1 300	1 400	1 500	1 600
НН-57	3	4	4	5	6	6	7				
НН-44, НВ-44			4	5	5	6	6	7	7		
НВ-38					5	6	6	7	7	8	9
НВ-32					5	6	7	7	8	8	9
НВ-29					6	6	7	7	8	8	9

№5. Подбор скважины для установки штанговращателя

Для установки штанговращателя рекомендуется подбирать скважины:

- с установленными скребками-центраторами;
- с проявившимися осложнениями, такими как:
 - отворот штанг,
 - интенсивный односторонний износ штанг, НКТ.

№6. Подбор скважины для установки центрирующего фонаря

Центрирующие фонари устанавливаются:

- перед насосом для центрирования относительно эксплуатационной колонны на скважинах с отмеченными осложнениями в результате соскабливания парафина со стенок э/к АСПО;
- перед перепускным клапаном, при применении последнего на колонне НКТ.

№7. Подбор скважины для установки магнитного активатора

Подбор ведется по таблице подбора перепускного клапана (№3).

4.3. ДОБЫЧА НЕФТИ УЭЦН**4.3.1. Подбор УЭЦН**

Подбор типоразмера УЭЦН к конкретной скважине и расчет технологического режима работы скважины и параметров погружного оборудования производятся по методике, адаптированной к условиям месторождений нефтегазодобывающего управления.

Ответственность за выбор методики расчета (подбора) установок несет главный технолог (начальник ПТО) НГДУ.

Ответственность за правильный подбор типоразмера насоса и определение глубины спуска несут ведущий инженер (ведущий технолог) и ведущий геолог ЦДНГ.

Подбор исполнения, типоразмера и определение глубины спуска УЭЦН производятся с учетом следующих факторов:

- возможность отбора расчетного дебита по жидкости при фактическом коэф-фициенте продуктивности и заданной депрессии на пласт.
- для скважин, вскрывающих чисто нефтяные пласты, депрессия должна соответствовать проекту разработки и не приводить к снижению давления в призабойной зоне ниже давления насыщения.
- при наличии не вскрытого перфорацией водоносного пласта выше или

ниже продуктивного объекта, перепад давлений на 1 метр разобщенного интервала не должен превышать соответственно 1,5 МПа.

- критические дебиты (депрессии) каждой конкретной скважины в водоплавающих и газонефтяных залежах определяются на основании опыта эксплуатации скважин с идентичными геолого-техническими характеристиками призабойной зоны.

- интенсивность набора кривизны эксплуатационной колонны в зоне размещения УЭЦН не должна превышать:

- 1) для УЭЦН5 при диаметре эксплуатационной колонны 146 мм – 6 минут на 10 метров, при диаметре эксплуатационной колонны 168 мм – 12 минут на 10 метров;

- 2) для УЭЦН5А при диаметре эксплуатационной колонны 146 мм – 3 минуты на 10 метров, при диаметре эксплуатационной колонны 168 мм – 6 минут на 10 метров;

- 3) для УЭЦН с неистекшим сроком гарантийной эксплуатации интенсивность искривления не должна превышать 3 минуты на 10 метров;

- 4) при отсутствии участков с указанной интенсивностью искривления выбирается участок с минимальной для данной скважины ее величиной и согласовывается с главным инженером НГДУ;

- в зоне работы погружной установки отклонение ствола скважины от вертикали не должно превышать 40 градусов.

- погружение насоса под динамический уровень определяется содержанием свободного газа в продукции скважины (в пластовой жидкости) в условиях приема насоса: до 25% без газового сепаратора, 25–50% с газовым сепаратором.

- максимальное гидростатическое давление в зоне работы УЭЦН не должно превышать 20 МПа (200 кгс/см²).

- водородный показатель попутной воды должен соответствовать pH 6,0–8,5.

- массовая концентрация твердых частиц (твердостью более 5 баллов по шкале Мооса) в добываемой жидкости не должна превышать 100 мг/л для УЭЦН обычного исполнения. Для УЭЦН специального исполнения данная величина приведена в таблице комплектации;

- для скважин с повышенным содержанием КВЧ рабочий режим подбирается в правой зоне рабочего диапазона;

- максимальная концентрация сероводорода для установок обычного исполнения не должна превышать 0,01 г/л, а для коррозионностойкого исполнения – 1,25 г/л;

- максимальная обводненность скважинной жидкости не должна превышать 99%;

- температура перекачиваемой жидкости в зоне работы погружного агрегата не должна превышать 90 °С;

- подбор напора насоса должен производиться с учетом обеспечения от качки жидкости глушения при выводе на режим, а также обеспечения подачи пластовой жидкости при ожидаемых динамическом уровне, буферном давлении и потерях на трение в подъемном лифте и нефтесборе до ДНС, работы ЭЦН в зоне оптимального режима напорно-расходной характеристики;

– в комплекте подвески УЭЦН допускается применение дополнительных вспомогательных элементов только заводского исполнения или изготовленных по стандартам ОАО «Сургутнефтегаз».

4.3.2. Подготовка скважины к спуску УЭЦН

Подготовка скважины к спуску и спуск УЭЦН производится в соответствии с планом работ, утвержденным:

– главным инженером НГДУ – для скважин на нефтегазовых месторождениях (Лянторское, пласт Ас4-8 Федоровского месторождения), а также для горизонтальных скважин и скважин первой категории согласно классификации их по причинам возникновения нефтегазопроявлений и открытых фонтанов;

– начальником ЦДНГ – для скважин других месторождений и категорий.

Глушение скважины осуществляется по инструкции, утвержденной главным инженером ОАО «Сургутнефтегаз». При этом содержание механических примесей в растворе глушения не должно превышать 100 мг/л. С целью контроля за содержанием механических примесей на каждом солерастворном узле производится отбор проб в соответствии с утвержденным главным инженером НГДУ графиком.

Промывка скважины до искусственного забоя производится в случаях, когда:

– УЭЦН спускается в скважину после бурения, а также после всех ремонтных работ на скважине, связанных с бурением, райбированием и скреперованием эксплуатационной колонны;

– забой засорен песком так, что глубина текущего зумпфа менее 10 метров;

– скважина обрабатывалась агрессивными жидкостями (после обработок призабойной зоны различными составами);

– при проведении капитального ремонта – в любом случае.

При повышенном содержании мехпримесей в период эксплуатации предыдущей УЭЦН производится отбивка забоя с принятием решения по ее результатам о проведении промывки.

Промывка производится до искусственного забоя (жесткая посадка пера на забой) с последующей заменой раствора в скважине свежим раствором, содержание КВЧ в котором не должно превышать 100 мг/л.

В процессе завершения промывки производится контрольный отбор пробы на содержание КВЧ. После промывки производится контрольная отбивка забоя.

Обязательное шаблонирование эксплуатационной колонны перед спуском УЭЦН производится:

– в скважинах, выходящих из бурения или из капитального ремонта, связанного с ремонтом эксплуатационной колонны;

– при переводе скважины на эксплуатацию с помощью УЭЦН (с другого способа эксплуатации);

– при вводе скважины в эксплуатацию с помощью УЭЦН из других категорий фонда скважин;

– при смене УЭЦН на типоразмер большего диаметра;

- при увеличении глубины спуска УЭЦН;
- в случаях обнаруженного механического повреждения кабеля и за-
тяжках при подъеме предыдущего отказавшего оборудования.

Глубина спуска шаблона должна быть ниже места размещения УЭЦН не менее, чем на 50 метров.

Длина шаблона должна быть не меньше длины установки ЭЦН, но не менее 16 метров.

Диаметр шаблона определяется размерами эксплуатационной колонны и установки (табл. 2).

Таблица 2

Диаметры шаблонов для проверки проходимости эксплуатационных колонн

Шифр УЭЦН	Максимальный диаметр УЭЦН, мм	Минимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм	Диаметр шаблона, мм
УЭЦН-5	118	121,7	120*
УЭЦН «ЦУНАР»	120	127	124
УЭЦН-5А	124	127	127
УЭЦН-6	137	144,3	140
УЭЦН-6А	140,5	148,3	144
Импортные УЭЦН: «Центрилифт» «ОДИ»	123,5	127	124
«ОДИ»	121,6	127	124

Примечание.

В случае непрохождения шаблона диаметром 120 мм скважина шаблонируется шаблоном диаметром 117 мм. По заявке, согласованной главным технологом (начальником ПТО) НГДУ, ЦБПО ЭПУ комплектуется установка погружным электродвигателем габаритом 103 мм.

В случае непрохождения шаблона диаметром 127 мм перед спуском УЭЦН5А скважина шаблонируется шаблоном диаметром 124 мм. При этом скорость спуска установки не должна превышать 0,1 м/сек на всей длине спуска.

В случаях непрохождения шаблона, либо при затяжках производится райбирование эксплуатационной колонны с последующим шаблонированием.

4.3.3. Размещение наземного оборудования УЭЦН на площадке куста скважин

Согласно плану обустройства куста скважин и действующих нормативов подготавливается площадка для размещения наземного электрооборудования УЭЦН с контуром заземления, связанным с контуром заземления

трансформаторной подстанции (ТП 6/0,4) и кондуктором скважины стальной лентой.

К контуру заземления в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ) привариваются проводники для заземления станций управления и трансформаторов (ТМПН) УЭЦН.

Площадка для размещения наземного электрооборудования должна быть построена с учетом защиты от затопления в паводковый период, очищаться от снега в зимний период, иметь подъезды, позволяющие свободно монтировать и демонтировать оборудование с автомобильного подъемника типа «Фискарс».

Ответственность за строительство площадки, устройство заземления, контроль за исправностью при эксплуатации площадок и возможности подъезда к ним возлагается на эксплуатационные службы НГДУ.

При необходимости, на расстоянии не ближе 5 м от устья скважины НГДУ устанавливает клеммную коробку, удовлетворяющую по конструкции требованиям техники безопасности при выполнении горных работ и ПУЭ.

При подключении клеммной коробки в кабельную линию скважины в случае необходимости НГДУ по согласованию ЦБПО ЭПУ производит разрезание кабельной линии, завезенной на монтаж УЭЦН данной скважины, и подключение полученных окончаний к вводам и выводам клеммной коробки с составлением двухстороннего акта и передачей участка кабельной линии от станции управления до клеммной коробки на баланс НГДУ. Электромонтер ЦБПО ЭПУ, производивший резку кабельной линии, фиксирует изменение длины кабельной линии в эксплуатационном паспорте УЭЦН. Аналогичным образом производится подключение клеммной коробки на работающей скважине.

Граница эксплуатационной ответственности устанавливается на верхних контактах вводного устройства станции управления, т.е. станция управления, трансформатор, кабельная линия от станции управления (либо от клеммной коробки) до электродвигателя УЭЦН, находятся в ответственной эксплуатации ЦБПО ЭПУ. Ответственность за исправность контактного соединения на границе зоны разграничения возлагается на ЦБПО ЭПУ.

Персонал НГДУ осуществляет эксплуатацию всех кабельных эстакад и площадок для установки станций управления и трансформаторов в пределах куста скважин, клеммных коробок и кабельных линий от ТП до станции управления УЭЦН. Кабельная линия от станции управления до клеммной коробки находится на балансе НГДУ. Порядок эксплуатации кабельной линии от станции управления до клеммной коробки и разграничение ответственности за эксплуатацию определяется дополнительным соглашением между службами НГДУ и ЦБПО ЭПУ.

Монтаж кабельной эстакады и прокладка кабельной линии на вновь строящихся или реконструируемых кустах скважин производится силами подрядных организаций НГДУ, производящих обустройство или реконструкцию.

Прием в эксплуатацию кабельной эстакады и кабельной линии между станцией управления и клеммной коробкой от строительной организации на вновь строящихся и реконструируемых кустах скважин осуществляет НГДУ совместно с ЦБПО ЭПУ. Документация по кабельной линии от станции

управления до клеммной коробки передается в ЦБПО ЭПУ, копия – в НГДУ, а кабель передается на баланс НГДУ.

Прокладка кабеля в процессе эксплуатации куста скважин от станции управления до клеммной коробки или, при отсутствии клеммной коробки, от устья скважины до станции управления производится силами НГДУ.

Подключение кабеля к станции управления и клеммной коробке производится силами ЦБПО ЭПУ.

Прокладка и подключение кабеля от ТП до станции управления производится службой электросетевого хозяйства НГДУ.

Ремонтные и регламентные работы осуществляются персоналом НГДУ и ЦБПО ЭПУ в указанных границах эксплуатационной ответственности.

В пределах границ эксплуатационной ответственности персонал эксплуатирующей организации несет ответственность за техническое состояние оборудования, соответствие существующим нормам и правилам содержания и эксплуатации оборудования.

Замена в случае необходимости поврежденного кабеля от станции управления УЭЦН до клеммной коробки осуществляется совместно персоналом ЦБПО ЭПУ и НГДУ. Производство работ организуется в соответствии с действующими правилами ПУЭ, ПТБ, ПЭЭП и другими нормативными документами. Кабель, необходимый для замены, предоставляет ЦБПО ЭПУ в обмен на отказавший без оформления акта приема-передачи.

Сечение кабелей от ТП до станции управления должно соответствовать требованиям ПУЭ.

Монтаж точки подключения заземляющих проводников клеммной коробки, станции управления и трансформатора выполняет НГДУ, а подключение к точке заземления выполняет ЦБПО ЭПУ.

Подключение посторонних приемников энергии (бригад ТКРС, геофизических и исследовательских партий) к станции управления должно производиться по инструкции, утвержденной главным энергетиком ОАО «Сургутнефтегаз». При этом ЦБПО ЭПУ отвечает за исправность розетки ввода на станции управления.

Запрещается эксплуатация УЭЦН, у которых площадки для размещения наземного электрооборудования, кабельные эстакады, клеммные коробки и заземление не соответствуют требованиям ПУЭ и проектной документации. Ответственность за данный пункт несет НГДУ.

Устьевая арматура скважины, подготовленной к запуску УЭЦН, комплектуется манометрами, кабельным вводом, обратным клапаном на линии, соединяющей затрубное пространство с выкидом, штуцерной камерой (при технологической целесообразности) и патрубком для исследования. Ответственность за выполнение этого пункта несет ЦДНГ.

4.3.4. Запуск и вывод УЭЦН на постоянный режим работы

Запуск и вывод УЭЦН на установившийся режим работы производятся под контролем мастера по добыче нефти и газа (инженера-технолога) пусковой бригадой в составе: оператор по добыче нефти и газа с квалификацией не ниже 4 разряда; электромонтер ЦБПО ЭПУ.

Вывод на режим следующих категорий скважин: вновь введенных или

переведенных с другого способа эксплуатации или другой категории назначения; законченных капитальным ремонтом; часторемонтируемых; имеющих предыдущий неэффективный ремонт или аварию; имеющих осложненные условия эксплуатации (мехпримеси, повышенное газосодержание, слабый приток и пр.), производится под личную ответственность инженера-технолога и мастера ЦДНГ. Сведения в эксплуатационном паспорте о выводе на режим подобных скважин подтверждаются подписями оператора, производившего запуск, и ответственного лица (инженера-технолога или мастера ЦДНГ).

Перед запуском установки пусковая бригада обязана ознакомиться с данными о скважине и УЭЦН по записям в эксплуатационном паспорте.

Оператор проверяет оснащенность скважины и комплектует исправным обратным клапаном между затрубным пространством и выкидной линией с отметкой в эксплуатационном паспорте УЭЦН, патрубком для отбивки уровня жидкости в затрубном пространстве, исправными манометрами на буфере, выкидной линии и затрубном пространстве; проверяет исправность замерной установки и пробоотборника, состояние запорных устройств фонтанной арматуры, задвижек в АГЗУ, на манифольде и секущих задвижек.

Электромонтер ЦБПО ЭПУ проверяет сопротивление изоляции системы «кабель – двигатель» (должно быть не менее 5 МОм), работоспособность станции управления, трансформатора, защиты от замыкания на землю, заземление, фазировку кабеля, производит тестирование блока управления в соответствии с техническим описанием и инструкцией по эксплуатации, производит разделку и подключение кабеля к станции управления, клеммной коробке, производит предварительную настройку защит:

- для СУ ШГС 5805 – ЗСП – 2,5 мА, ЗП – по среднему арифметическому значению от рабочей и номинальной токовых нагрузок;

- для СУ с микропроцессорными блоками управления (импортного и отечественного исполнения) – уставки защит от срыва подачи и перегруза отстраиваются от значения номинального тока или мощности ПЭД в зависимости от конструктивного исполнения и принципов работы установленного блока управления.

При величине сопротивления изоляции системы «кабель – двигатель» менее 5 МОм запуск запрещается.

Оператор по добыче нефти и газа с помощью прибора определяет перед запуском статический, а после запуска динамический уровни в скважине с записью в эксплуатационном паспорте УЭЦН.

Электромонтер ЦБПО ЭПУ по команде оператора по добыче нефти и газа производит запуск УЭЦН в работу. Правильность вращения установки проверяется электромонтером и оператором совместно по величине подачи насоса, буферного давления, рабочего тока.

Подача УЭЦН на выкиде скважины должна появиться за указанное в таблице 3 время после запуска в зависимости от типоразмера установки, диаметра НКТ и статического уровня при минимальной производительности насоса, ниже которой эксплуатация УЭЦН запрещается.

При ожидании вызова подачи УЭЦН 20, 30, 35, несмотря на то, что время ожидания подачи, указанное в таблице, не вышло, необходимо через 1 час работы остановить установку для охлаждения ПЭД не менее, чем на 1 час.

Если за время, указанное в таблице 3, подача не появилась, то дальнейшие работы по запуску установки прекращаются. Данный факт сообщается в ЦДНГ и ЦБПО ЭПУ для принятия решения по дальнейшим действиям и определению причин отсутствия подачи.

Таблица 3.

Время появления подачи УЭЦН на устье скважин после запуска

Тип УЭЦН	Минимально допустимая производит., м³/сут.	Диаметр НКТ, дюйм	Время появления подачи на устье после запуска (минуты) при статическом уровне (м)			
			100 м	200 м	300 м	400 м
3-20	14	2,0	21	42	63	83
		2,5	31	62	93	124
3-50	35	2,0	9	18	27	36
		2,5	13	26	39	52
3-80	56	2,0	5	10	15	20
		2,5	8	16	24	32
3-125	87	2,0	3,5	7	10,5	14
		2,5	5	10	15	20
3-200	139	2,0	2	4	6	8
		2,5	3	6	9	12
3-250	174	2,0	1,7	3,4	5,1	6,8
		2,5	2,5	5,0	7,5	10,0
3-400	258	2,0	1,1	2,2	3,3	4,4
		2,5	1,7	3,4	5,1	6,8
3-500	347	2,0	0,9	1,8	2,7	3,6
		2,5	1,3	2,6	3,9	5,2
R 5	40	2,0	14,3	28,5	42,7	57
		2,5	21	43,5	65	87
R 7	70	2,0	4,8	9,5	14,3	19
		2,5	7,2	14,5	21,7	29
R 9	90	2,0	3	5,7	8,6	11,5
		2,5	4,3	8,7	13	17,5
R 12	120	2,0	2	3,8	5,7	7,6
		2,5	2,9	5,8	8,7	11,6
R 16	160	2,0	1,4	2,9	4,3	5,7
		2,5	2,2	4,3	6,5	8,7
R 32	250	2,0	1,1	2,3	3,4	4,6
		2,5	1,7	3,5	5,2	7

После появления подачи на устье производится опрессовка НКТ на герметичность, для чего закрывается выкидная задвижка и по достижении буферного давления 4,0 МПа (40 кгс/см²) установка отключается. При герметичных НКТ и обратном клапане, установленном выше ЭЦН, темп падения буферного давления не должен превышать 10% за одну минуту.

Если темп падения давления больше 10% за одну минуту, установка вновь включается при закрытой выкидной задвижке. При достижении буферного давления, соответствующего номинальному напору (с учетом статического уровня), но не более 8,0 МПа (80 кгс/см²), установка переводится на замер, и в случае наличия подачи, соответствующей номинальной, подвеска считается герметичной.

Если давление не удастся развить до указанной величины, то подвеска считается негерметичной.

Если подвеска УЭЦН герметична, установка запускается, и производится вывод ее на установившийся режим работы. При этом замеряется подача (дебит) установки на АГЗУ и производится отбивка уровня жидкости в затрубном пространстве через каждые 15–30 минут работы в зависимости от типоразмера установки. В случае отказа замерного устройства при выводе установки на режим производительность установки может быть определена по темпу снижения динамического уровня в скважине по формуле:

$$Q_{\text{ЭЦН}} = \frac{1440 \cdot S_k \cdot \Delta H_d}{t}$$

где

$Q_{\text{ЭЦН}}$ – производительность УЭЦН, м³/сут;

S_k – площадь кольцевого пространства между обсадной колонной и НКТ, м² (таблица 4);

ΔH_d – снижение динамического уровня за промежуток времени между двумя отбивками, м;

t – время откачки между двумя отбивками уровня, мин;

1440 – число минут в одних сутках.

Таблица 4

Площадь кольцевого пространства скважины

Диаметр эксплуатационной колонны, дюймы	Площадь кольцевого пространства (м ²) при диаметре НКТ, дюймы		
	2"	2,5"	3"
5"	0,01	0,0087	0,00668
6"	0,0148	0,0135	0,01146

Когда уровень доходит до глубины, при которой погружение насоса под уровень составляет 500 м, динамический уровень отбивается каждые 5–15 минут работы в зависимости от типоразмера установки.

Если в процессе откачки погружение насоса под уровень достигнет 200 м, установка отключается на накопление жидкости, и дальнейшие работы проводятся под руководством технолога ЦДНГ.

В процессе вывода установки на режим оператор по добыче нефти и газа отслеживает и фиксирует в эксплуатационном паспорте динамический уровень, подачу, буферное, линейное и затрубное давления; электромонтер фиксирует в эксплуатационном паспорте сопротивление изоляции УЭЦН, рабочий ток и напряжение.

В процессе откачки жидкости глушения через 30–60 минут после запуска оператор производит отбор пробы жидкости на содержание в ней КВЧ.

При необходимости с помощью штуцера на выкиде скважины производится регулирование подачи установки как в процессе вывода на режим, так и последнего.

Время непрерывной работы установки ЭЦН при недостаточном притоке (менее минимально допустимой для данного типоразмера насоса подачи) не должно превышать 2 часа для ПЭД мощностью до 32 кВт, 1 час для ПЭД-45, 0,5 часа для ПЭД мощностью более 45 кВт. Перерывы в работе для охлаждения ПЭД должны быть не менее 1,5 часов.

Установка считается выведенной на установившийся режим, если ее производительность соответствует оптимальной зоне рабочей характеристики насоса, динамический уровень, а также буферное и затрубное давления стабилизировались.

После вывода установки на установившийся режим работы по заявке ЦДНГ электромонтер совместно с представителем ЦДНГ производит окончательную настройку защиты УЭЦН по ЗСП и ЗП с занесением величин в эксплуатационный паспорт УЭЦН, а оператор ЦДНГ (технолог) заносит в эксплуатационный паспорт значения технологических параметров, при которых установка вышла на режим.

На станциях управления ШГС 5805 настройка защиты от перегруза производится потенциометром «Настройка» ячейки ЗП и определяется по формуле:

$$I_{уст} = I_{ном} \cdot K_{тт}$$

где

$I_{уст}$ – ток уставки;

$I_{ном}$ – номинальный ток ПЭД, А;

$K_{тт}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока. Значение КТТ заносится в эксплуатационный паспорт УЭЦН.

Настройка защиты от недогруза (ЗСП) устанавливается потенциометром «Настройка» ячейки ЗСП.

На приборе в блоке управления и защиты станции управления устанавливается показание в соответствии с таблице 5, где $I_{раб}$ – рабочий ток непосредственно после вывода установки на режим.

Таблица 5.

Уставка ЗСП в зависимости от величины рабочего тока

Рабочий ток $I_{\text{раб}}, \text{А}$	$I_{\text{раб}} = I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб}} = 0,9 \cdot I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб}} = 0,8 \cdot I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб}} = 0,7 \cdot I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб}} = 0,6 \cdot I_{\text{ном}}$
Уставка ЗСП, мА	2,5	2,45	2,4	2,35	2,3

При установке ЗСП необходимо иметь в виду, что уставки срабатывания защиты менее 2,5 мА устанавливаются при колебании питающего напряжения не более, чем на +5% и –10%. В случае невозможности отстройки ЗСП согласно вышеуказанной таблице из-за колебаний питающего напряжения электромонтер ЦБПО ЭПУ делает запись об этом в эксплуатационном паспорте и устанавливает защиту, равную 2,5 мА.

Тумблер автомата повторного включения (АПВ) на ячейке «Пуск минимальной защиты по напряжению (ПМЗВ)» устанавливается в режим без автоматического повторного включения при срабатывании защиты ЗСП.

Режим работы с автоматическим повторным включением после срабатывания защиты ЗСП устанавливается по заявке ЦДНГ.

На станциях управления, оборудованных контроллерами «Вортекс», после вывода установки на режим, настройка уставок производится следующим образом:

- уставка защиты по перегрузу устанавливается на 20% больше установившегося значения рабочего тока;
- уставка защиты по недогрузу устанавливается на 10% ниже установившегося значения рабочего тока.

На станциях управления с микропроцессорными блоками управления отечественного производства настройка защит производится следующим образом:

- величина уставки ЗСП для блоков управления, работающих по принципу измерения активной составляющей мощности, должна быть установлена на 15% меньше измеряемой величины активной мощности;
- величина уставки ЗСП для блоков управления, работающих по принципу измерения активной составляющей тока, должна быть установлена на 10% меньше измеряемой величины активной составляющей тока;
- уставка ЗП должна быть установлена таким образом, чтобы обеспечивалось отключение установки при увеличении действующей величины рабочего тока на 20% по заданной амперсекундной характеристике. В случае, если рабочий ток больше или равен номинальному, то уставка ЗП отстраивается от значения номинального тока или мощности в зависимости от конструктивного исполнения блока управления.

При отсутствии либо снижении подачи установки ЭЦН, ЦДНГ совместно с ЦБПО ЭПУ производит комиссионную проверку работы системы «скважина – установка – лифт (клапаны и НКТ)».

Проверяется правильность вращения насоса путем изменения фазировки (перефазировка ПЭД мощностью 90 кВт и выше запрещается), а так-

же исправность станции управления (по согласованию с представителем ЦДНГ допускается запуск УЭЦН от другой станции управления, имеющейся на кусте скважин).

Правильность вращения ЭЦН подтверждается по величине тока нагрузки, фиксируемой щитовым амперметром (для точности следует замерять токи по всем фазам с помощью токоизмерительных клещей).

Если подача не появилась и после смены вращения, то необходимо:

- проверить герметичность лифта наземной техникой ($P_{max} = 4,0 \text{ МПа}$);
- проверить циркуляцию через систему «затрубье – насос – лифт».

В случае отсутствия циркуляции восстановить ее при помощи прокачки горячей нефтью (температура горячей нефти не должна превышать 90°C).

Если после всех проведенных мероприятий добиться подачи не удалось, то старший инженер (инженер-технолог) ЦДНГ по согласованию с ответственным представителем ЦБПО ЭПУ принимает решение о подъеме УЭЦН.

На комиссионный демонтаж УЭЦН вызывается ответственный представитель ЦБПО ЭПУ для проведения ревизии погружного оборудования: опрессовки ПЭД и гидрозащиты, замера изоляции системы, проверки затяжки крепежных соединений, принятия решения о необходимости замены оборудования.

При неразвороте или тяжелом пуске установки ЭЦН по согласованию с ответственным представителем ЦБПО ЭПУ слесарь-электрик ЦБПО ЭПУ перед повторным включением неразвернувшейся установки меняет чередование фаз на погружном кабеле и проверяет напряжение по трем фазам на его зажимах. После включения проверяет симметрию фазных токов электродвигателя токоизмерительными клещами. Если установка не развернулась и после смены направления вращения, то при наличии величины сопротивления изоляции не менее 10 МОм допускается увеличить напряжение на ТМГ на величину дополнительных потерь в кабеле от пусковых токов (до $1,3U_{ном}$) и еще раз включить УЭЦН. Результаты проверки по фазам при неразвороте установки записываются электриком ЦБПО ЭПУ в эксплуатационном паспорте. Если установка развернулась, то продолжительность работы ее на повышенном напряжении не должна превышать 1 часа, при этом допускается нагрузка по току не более $1,1$ номинальной. После снижения нагрузки величину напряжения следует уменьшить до номинального. Продолжительность непрерывной работы двигателя при номинальном напряжении в зависимости от величины нагрузки определяется по таблице 6.

Таблица 6.

Продолжительность работы в зависимости от величины нагрузки

Перегрузка двигателя, $I/I_{ном}$	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
Допустимое время работы, мин.	60	10	5	2	1

Работа двигателя с нагрузкой более $1,5I_{НОМ}$ не допускается. Если за указанное время ток не уменьшается до номинальной величины, то установку следует отключить. Повторный запуск разрешается производить через 15–20 минут после отключения, предварительно повысив выходное напряжение ТМП на 1–2 ступени.

Во время работы установки с перегрузкой электромонтер ЦБПО ЭПУ дополнительно проверяет величину напряжения и тока по фазам. Если их величины отличаются более, чем на 5%, то установка отключается и выясняется причина асимметрии (возможны неравномерность фазной нагрузки или питающего напряжения).

При отсутствии вращения установки или больших токах (более $1,1I_{НОМ}$) ЦДНГ последовательно выполняет следующие операции:

- производит попытку разворота при помощи частотного преобразователя;
- производит промывку насоса наземной техникой при отключенной установке с ее последующим включением;
- приподъем установки с последующим включением, если позволяет кривизна эксплуатационной колонны в зоне размещения УЭЦН.

Если установку развернуть не удалось, ответственный представитель ЦБПО ЭПУ принимает решение об ее подъеме с отметкой в эксплуатационном паспорте УЭЦН (с указанием должности и Ф.И.О.).

4.3.5. Эксплуатация УЭЦН

Служба главного энергетика НГДУ обеспечивает стабильность снабжения электроэнергией погружных установок согласно требованиям правил устройства электроустановок.

Служба главного энергетика ЦБПО ЭПУ обеспечивает своевременную настройку аппаратов станций управления УЭЦН как при их подготовке в цехе, так и при эксплуатации на скважинах, составляет графики планово-предупредительных ремонтов (ППР) и осмотра наземного оборудования УЭЦН. Графики согласовываются главным энергетиком НГДУ и утверждаются главным инженером ЦБПО ЭПУ и доводятся до цехов по добыче нефти и газа.

ЦДНГ в процессе эксплуатации УЭЦН производит с записью в эксплуатационном паспорте контроль следующих параметров работы установки: через 1 сутки после вывода на стабильный режим (контрольный замер), далее еженедельно:

- дебита скважины;
- буферного, затрубного и линейного давлений;
- рабочего тока;
- еженедельно до наработки 120 суток, далее ежемесячно:
- обводненности скважинной продукции;
- сопротивления изоляции;
- напряжения питающей сети.

Динамический уровень определяется через 1 сутки после вывода на стабильный режим (контрольный замер), далее ежемесячно.

- Отбор проб на содержание КВЧ в продукции ЦДНГ осуществляет:
- при выводе на режим (жидкость глушения);

- через двое суток после вывода на режим;
- через два месяца после запуска;
- один раз в год в процессе дальнейшей эксплуатации.

Результаты анализа проб записываются в эксплуатационный паспорт УЭЦН.

При простоях УЭЦН более трех суток запуск в работу и вывод установки на режим производятся с отслеживанием динамического уровня до его стабилизации совместно ЦДНГ и ЦБПО ЭПУ с оформлением в эксплуатационном паспорте.

При снижении подачи УЭЦН на 30% и более от первоначальной либо если подача составляет менее 60% от номинальной производительности УЭЦН, ЦДНГ совместно с ЦБПО ЭПУ производят выяснение причин с проведением дополнительных исследований и решают вопрос ее дальнейшей эксплуатации.

ЦДНГ в соответствии с графиком проводит операции по предупреждению и ликвидации отложений парафина, солей в подъемных лифтах скважин с отметкой в эксплуатационном паспорте УЭЦН. При проведении тепловых обработок с помощью АДП температура горячей нефти не должна превышать 90 °С в целях исключения повреждения изоляции кабеля.

При невыполнении пп. 9.3–9.7 службами НГДУ ЦБПО ЭПУ имеет право отключить УЭЦН, предупредив за 3 дня начальника ЦДНГ в письменном виде о бесконтрольности за работой установок. Отключение производится в присутствии представителя ЦДНГ.

Оператор по добыче нефти и газа проверяет работоспособность установленного на фонтанной арматуре обратного клапана в теплое время года – не реже одного раза в месяц, в зимний период – не реже одного раза в неделю, с отметкой в оперативном журнале бригады. Контроль за выполнением данного требования возлагается на мастера по добыче нефти и газа.

При двукратном в течение двух суток отключении установки по токовым защита (ЗСП или другие виды защиты) ЦДНГ ставит в известность службу ЦБПО ЭПУ, и представители ЦДНГ и ЦБПО ЭПУ совместно определяют причину отключений.

После двукратного отключения в течение двух суток оператору по добыче нефти и газа самостоятельно запускать установку до выяснения причины запрещается.

В случае вызова по заявке ЦДНГ электромонтера ЦБПО ЭПУ на скважину для проведения каких-либо работ (устранение неисправностей СУ, отключения кабеля и др.) электромонтер ЦБПО ЭПУ после выполнения соответствующих работ заносит в эксплуатационный паспорт УЭЦН либо журнал учета выполненных работ ЦБПО ЭПУ причину остановки и выполненные мероприятия. Запрещается проведение каких-либо работ персоналом ЦБПО ЭПУ (кроме аварийных), связанных с остановкой или запуском скважины, при отсутствии представителя ЦДНГ.

При выполнении ППР согласно утвержденному и согласованному с НГДУ графику мастер ЦБПО ЭПУ за 24 часа сообщает в ЦДНГ о планируемом проведении ППР. ЦДНГ направляет на скважину представителя в случае производства работ, связанных с остановкой или запуском сква-

жин. Электромонтер ЦБПО ЭПУ после проведения необходимого объема работ делает отметку о дате проведения ППР в разделе «Эксплуатация УЭЦН» эксплуатационного паспорта либо журнале учета выполненных работ ЦБПО ЭПУ.

По окончании смены диспетчер ЦБПО ЭПУ передает в диспетчерскую службу ЦДНГ телефонограмму с результатами выполнения заявок ЦДНГ и прочих работ. Инженер-технолог ЦДНГ фиксирует данную информацию в эксплуатационных паспортах УЭЦН.

Эксплуатационная служба ЦБПО ЭПУ выезжает на скважину не позже 12 часов, а в зимнее время при температуре окружающего воздуха ниже -20°C во избежание замораживания устья скважины и выкидной линии не позднее 6 часов после получения от ЦДНГ информации об остановке УЭЦН.

Оператору ЦДНГ запрещается изменять все виды защиты на станции управления.

Взаимоотношения структурных подразделений при внедрении, ремонте и эксплуатации УЭЦН определяются стандартом акционерного общества (СТП 210-95).

4.3.6. Подъем установки ЭЦН

Окончательное решение о подъеме УЭЦН принимает ведущий инженер (старший технолог) ЦДНГ на основе анализа оперативных технологических параметров работы установки с подробным указанием в эксплуатационном паспорте причины остановки или отклонений от установленного режима, приведших к необходимости ремонта.

Остановка скважины для проведения ГТМ производится по согласованию с главным геологом и главным инженером (главным технологем) НГДУ.

Глушение скважины и ремонт производятся в соответствии с планом работ.

Подъем установки ЭЦН из скважины производится со скоростью не выше 0,25 м/с.

Скорость подъема УЭЦН 5А из скважины с диаметром эксплуатационной колонны 146 мм не должна превышать 0,1 м/с.

При прохождении УЭЦН участков колонны с темпом набора кривизны более 1° на 10 метров, указанных в плане работ, скорость подъема не должна превышать 0,1 м/с. Технолог и старший геолог ЦДНГ несут ответственность за указание опасных интервалов в плане работ на ремонт скважины.

Запрещается подъем установки при неисправном регистрирующем приборе индикатора веса.

Проверка изоляции кабеля бригадой ТКРС производится до разбора фонтанной арматуры и после подъема 1–2 НКТ. В случае восстановления изоляции кабеля бригада сообщает об этом в ЦДНГ и ЭМЦ для принятия решения о дальнейших действиях.

Замеченные места повреждений кабеля (прогара, задиров, перекрутов и пр.) отмечаются бригадой полосками ветоши, и место их обнаружения по длине НКТ фиксируется в эксплуатационном паспорте УЭЦН.

При появлении в процессе подъема сливного клапана бригада прекращает работы по подъему, дальнейшие операции производятся в присутствии представителя ЦБПО ЭПУ.

Подъем УЭЦН по причине отсутствия или недостаточной подачи производится после опрессовки НКТ и проверки циркуляции через установку.

Если НКТ негерметичны и наработка УЭЦН не превышает 180 суток, то:

- ломик для открытия сливного клапана сбрасывается в НКТ в процессе их подъема только после начала излива жидкости из труб (после извлечения негерметичной НКТ);

- после извлечения последней негерметичной трубы в случае, если глубина оставшейся в скважине подвески превышает 800 м, оставшийся в скважине лифт спрессовывается, и при его герметичности по согласованию ответственных представителей ЦДНГ и ЦБПО ЭПУ производится замена поднятых труб и спуск УЭЦН без перемонтажа установки с контрольным замером сопротивления изоляции кабеля представителем ЦБПО ЭПУ. В остальных случаях производится перемонтаж УЭЦН.

Если при опрессовке НКТ герметичны, наработка УЭЦН не превышает 30 суток и имеется циркуляция через ЭЦН, то производятся подъем установки и ее комиссионный демонтаж. При обнаружении причины отсутствия подачи и возможности ее устранения на устье производится монтаж этой же установки и спуск ее в скважину. Если причину установить не удалось, то установка заменяется.

Демонтаж УЭЦН на устье производится в соответствии с инструкцией.

В случае обнаружения при производстве работ бригадой ТКРС (освоения) обрыва или расчленения узлов УЭЦН, НКТ или других элементов подвески мастер бригады (бурильщик, старший оператор) незамедлительно оповещает диспетчера цеха ТКРС (РИТС). Диспетчер, в свою очередь, оповещает ведущего инженера цеха ТКРС (РИТС), начальника технологической группы НГДУ, диспетчера ЦБПО ЭПУ, начальника смены ЦИТС и председателя комиссии НГДУ по расследованию аварий или лицо, его замещающее.

Работы на скважине, где обнаружена авария, должны быть прекращены (за исключением долива скважины), обстановка на скважине на момент обнаружения аварии должна быть по возможности сохранена до прибытия комиссии по расследованию.

Расследование аварий, произошедших в скважинах при работе УЭЦН или производстве спуско-подъемных операций с падением УЭЦН на забой скважины, производится в соответствии с «Регламентом о порядке расследования аварий с УЭЦН».

4.3.7. Порядок расследования причин неэффективных ремонтов скважин, оборудованных УЭЦН

К неэффективным ремонтам скважин, оборудованным УЭЦН, относятся:

- повторные, произведенные по причине выхода УЭЦН из строя, не отработавшего после запуска 48 часов;
- преждевременные, произведенные по причине выхода УЭЦН из строя, не отработавшего после запуска 120 суток;

– затянувшиеся, произведенные по причине выявления неудовлетворительных технологических параметров УЭЦН или скважины в процессе выполнения ремонта (запуск соответственно не производился).

Не относятся к числу неэффективных ремонты УЭЦН, произведенные в следующих случаях:

При отсутствии отказа электропогружного оборудования на момент остановки:

- в скважинах, переводимых в плановом порядке под нагнетание;
- в скважинах, введенных в эксплуатацию из освоения после бурения, капитального ремонта и остановленных для проведения дополнительных геолого-технических мероприятий по причине отсутствия ожидаемого эффекта от работы нефтяного пласта.

При отказе экспериментального оборудования либо при отказе оборудования в процессе экспериментальных работ, производимых в соответствии с программами, согласованными руководством ОАО «Сургутнефтегаз».

Настоящим регламентом устанавливаются следующие сроки подъема и предъявления оборудования УЭЦН после неэффективных ремонтов комиссии на рассмотрение:

- при повторных и преждевременных ремонтах – не более трех месяцев после отказа и не более 15 дней после демонтажа (ЭПУ);
- при затянувшихся ремонтах – не более одного месяца после отказа и не более 15 дней после демонтажа.

Установки, предъявленные комиссии позже указанных сроков, комиссией не рассматриваются, а вина за производство неэффективного ремонта возлагается на службу, по вине которой допущено позднее предъявление.

При утере эксплуатационного паспорта либо отсутствии в паспорте сведений о выводе на режим, контроле в процессе эксплуатации, заключения о причине остановки УЭЦН в ремонт причина выхода УЭЦН из строя не рассматривается, а вина возлагается на службу, утеревшую паспорт, либо допустившую незаполнение соответствующих разделов эксплуатационного паспорта. Для сдачи поднятой установки, по которой утерян паспорт, выписывается дубликат паспорта прокатным цехом ЦБПО ЭПУ.

Расследование причин неэффективного ремонта с установлением виновной службы производится комиссией в соответствии с «Положением о порядке проведения работ по расследованию причин преждевременных, повторных и затянувшихся ремонтов скважин, оборудованных установками ЭЦН».

4.4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ УЭЦН С ПОМОЩЬЮ СУ ПЧ

4.4.1. Общие сведения

СУПЧ предназначена для управления, защиты и регулирования частоты вращения ПЭД.

Функциональное назначение СУПЧ:

- плавно запускать установку, уменьшая пусковые токи, менять направление вращения ПЭД без полной остановки привода, на пониженных частотах обеспечивать щадящие режимы работы кабеля и двигателя;

- добиваться снижения депрессии на пласт путем ограничения производительности насоса;
- производить вывод на режим работы УЭЦН, оперированием частотой вращения ПЭД;
- сбор информации о состоянии погружного электродвигателя и обработка полученной информации;
- плавное торможение УЭЦН.

4.4.2. Основные технические характеристики СУПЧ

СУПЧ обладает следующими характеристиками:

- силовая часть всех СУ построена по единой схеме и представляет собой двухступенчатый преобразователь энергии трехфазного тока сети в энергию трехфазного тока с регулируемым напряжением и частотой;
- питающая сеть – 3 фазы 380 В, 50 Гц, предельно допустимое отклонение напряжения от номинального значения +15%;
- выходное напряжение – 3 фазы, от 0 до 0,95 входного напряжения;
- выходная частота – 0,5–100 Гц, +1%;
- ток перегрузки – 125% от номинального в течение 5 минут;
- коэффициент полезного действия при номинальном токе – не менее 0,95;
- коэффициент мощности – не менее 0,95;
- окружающая среда – не взрывоопасна, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.

4.4.3. Область применения СУПЧ

Основная область применения СУПЧ – управление погружными двигателями серии ПЭД и их защита.

Применение СУПЧ производится на основании расчета допустимой нагрузки на электрооборудование при регулировании частоты вращения вала установки при условии не превышения номинальной мощности ПЭД, ТМПН УЭЦН и установленной на кусту скважин КТПН.

Расчет параметров работы УЭЦН при изменении частоты питающего напряжения, в том числе расчет величины нагрузки на ПЭД, выполняет технолог ЦДНГ и отправляет его по электронной почте технолог СЦБПО ЭПУ, мастеру УЭСХ соответствующего сетевого района и технологическую группу ЦИТС. На основании данного расчета технолог СЦБПО ЭПУ рассчитывает нагрузку на ТМПН и определяет необходимость ее замены. Аналогично мастер УЭСХ соответствующего сетевого района рассчитывает нагрузку на КТПН и определяет необходимость ее замены.

Расчет допустимой нагрузки на электрооборудование, выполненный технолог ЦДНГ, согласовывается начальником сетевого района УЭСХ и технолог СЦБПО ЭПУ. Утверждается заместителем главного инженера НГДУ по технологии или заместителем начальника ЦИТС по фонду.

В случае расчета с увеличением частоты вращения ПЭД, расчет дополнительно согласовывается главным энергетиком НГДУ и утверждается заместителем главного инженера НГДУ по технологии.

Данный утвержденный расчет вкладывается в паспорт на ПЧ.

СУПЧ применяются на скважинах, оборудованных УЭЦН, для выполнения следующих операций:

- исследование скважин, вводимых из бурения для изучения добычных возможностей пласта;
- вывод на режим скважин после бурения боковых стволов, ГРП на контролируемой депрессии с целью исключения преждевременного отказа УЭЦН, при ожидаемом притоке жидкости 50 м^3 в сутки и менее;
- исследование вводимых в эксплуатацию скважин с высоким газовым фактором для определения оптимальной депрессии и заглубления УЭЦН под динамический уровень, исключающего прорыв газа;
- оптимизация режима работы скважин, работающих на «срыве подачи» или в случае если приток из пласта меньше фактической производительности УЭЦН;
- отработка установкой ЭЦН на нефть вводимых из бурения нагнетательных по назначению скважин, при получении притока жидкости менее 30 м^3 в сутки;
- для УЭЦН (ЭЦВ) водозаборных скважин с целью регулирования необходимого суммарного объема добычи сеноманской воды для КНС;
- применение СУПЧ с целью «разворота» установок в соответствии с пунктом 8.12 «Технологического регламента на производство работ по ремонту и эксплуатации скважин, оборудованных установками ЭЦН на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз».

Оптимизация режима действующих УЭЦН с применением СУПЧ до замены установок на больший типоразмер производится по решению главного инженера НГДУ.

4.4.4. Подбор скважин для внедрения СУПЧ

Подбор скважин для внедрения СУПЧ осуществляется технологической службой ЦДНГ.

4.4.5. Расчет параметров работы УЭЦН при изменении частоты

В соответствии с техническим описанием ПЭД завода изготовителя при использовании регулятора частоты допускается работа двигателя при частоте питающего напряжения от 40 до 60 Гц.

В расчетах приняты следующие обозначения:

ν – частота, Гц;

U – напряжение, В;

Q – дебит УЭЦН, $\text{м}^3/\text{сут}$;

$N_{\text{н}}$ – мощность ЭЦН, кВт;

$N_{\text{п}}$ – мощность ПЭД, кВт;

H – напор УЭЦН, м.

Исходя из фактического коэффициента продуктивности скважины, технолог ЦДНГ определяет требуемый напор и дебит УЭЦН. В соответствии с требуемыми напором и дебитом УЭЦН, вычисляется частота питающего напряжения.

При расчете используются следующие соотношения:

– напряжение, требуемое для ПЭД, изменяется прямо пропорционально частоте:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{\nu_1}{\nu_2}$$

– дебит УЭЦН изменяется прямо пропорционально частоте:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{\nu_1}{\nu_2}$$

– напор УЭЦН изменяется прямо пропорционально квадрату частоты:

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{\nu_1}{\nu_2}\right)^2$$

– мощность ЭЦН изменяется прямо пропорционально кубу частоты:

$$\frac{N_n}{N_n} = \left(\frac{\nu_1}{\nu_2}\right)^3$$

– мощность ПЭД изменяется прямо пропорционально частоте:

$$\frac{N_n}{N_n} = \frac{\nu_1}{\nu_2}$$

При изменении частоты изменяется мощность насоса и мощность ПЭД. При этом мощность насоса изменяется прямо пропорционально кубу частоты, а мощность ПЭД прямо пропорционально частоте. В расчете для частот более 50 Гц проверяется соответствие мощности ЭЦН и ПЭД.

При уменьшении частоты питающего напряжения и дебита УЭЦН уменьшается охлаждение ПЭД. В расчете для частот менее 50 Гц проверяется соответствие скорости охлаждающей жидкости ПЭД требованиям завода изготовителя.

4.4.6. Подготовка СУПЧ к внедрению

Входной контроль СУПЧ на соответствие техническим требованиям на поставку СУПЧ ОАО «Сургутнефтегаз» ТТЗ7-008 и заявленными техническими условиями завода-изготовителя производится в разовом порядке в ЦБПО ЭПУ по решению производственного отдела по добыче нефти и ППД акционерного общества при поставке каждой партии оборудования. Ранее не применявшийся вид оборудования или с измененной версией программного обеспечения контроллера СУПЧ должен вводиться в эксплуатацию согласно требованиям раздела 10 СТП2 10-2006.

НГДУ получает СУПЧ по разнарядке производственного отдела по добыче нефти и ППД акционерного общества. Электротехнический персонал НГДУ совместно с СЦБПО ЭПУ при вводе в эксплуатацию новой СУПЧ выполняется на устье скважины проверка соответствия оборудования паспортным характеристикам с росписью сторон о проведении входного контроля в эксплуатационном паспорте СУПЧ.

При поставке СУПЧ, ранее не применявшихся в ОАО «Сургутнефтегаз», поставщик оборудования производит обучение персонала НГДУ, ЦБПО ЭПУ, ЦБПО РНЭО по эксплуатации и капитальному ремонту нового типа оборудования.

Обслуживание СУ должно производиться в соответствии с «Правилами устройства электроустановок», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» Утвержденных Минэнерго России №6 от 13.01.03, «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок» и требованиями, изложенными в руководстве по эксплуатации.

С момента поступления СУПЧ в ЦДНГ на каждую СУПЧ технолог ЦДНГ заводится «Эксплуатационный паспорт СУПЧ» (приложение 2), в котором отражаются движение СУПЧ, утвержденный расчет допустимой нагрузки на электрооборудование, схема заземления, параметры работы УЭЦН и другие данные.

4.4.7. Организация производства работ с СУПЧ

Главный инженер НГДУ обеспечивает обучение и допуск к эксплуатации обслуживающего персонала промыслов, назначает ответственных ИТР ЦДНГ за эксплуатацию и техническое обслуживание СУПЧ, от аппарата управления ИТР, обеспечивающих надзор за применением и эксплуатацией. Организует применение СУПЧ в соответствии с «Положением о критериях применения частотных преобразователей при эксплуатации скважин, оборудованных установками ЭЦН на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», действующим на данный момент.

Доставку СУПЧ на куст и ее монтаж выполняют ЦДНГ под контролем мастера добычи нефти и газа. СУПЧ должна быть закреплена на площадке обслуживания.

При установке СУПЧ мастер ЦДНГ определяет достаточность длины кабеля для ее подключения. В случае недостаточности кабеля, согласовывает расположение СУПЧ с мастером сетевого района УЭСХ.

ЦДНГ подготавливает и устанавливает заземление СУПЧ (заземление должно быть выполнено проводом сечением не менее 16 мм²). Подключение заземления производит представитель СЦБПО ЭПУ.

Не менее чем за 12 часов до начала работ, ЦДНГ подает заявку в СЦБПО ЭПУ по форме (приложение 3) и УЭСХ (по телефону) на подключение и производство работ с ПЧ, с обязательным указанием причины изменения скорости вращения агрегата, параметров эксплуатации до и после проведения работ.

Ответственность за прокладку, подключение и состояние кабеля от ТП до СУ несет УЭСХ. Подключение силового кабеля от ТП к СУ осуществляется персоналом УЭСХ совместно с персоналом СЦБПО ЭПУ в пределах границ эксплуатационной ответственности, в соответствии с «Технологическим регламентом на производство работ по ремонту и эксплуатации скважин, оборудованных установками ЭЦН, на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», действующим на данный момент. Стандартный тип СУ УЭЦН вывозится на базу СЦБПО ЭПУ.

Ответственность за состояние кабельных эстакад несет ЦДНГ. Ответственность за состояние силового кабеля от скважины до клеммной коробки или в случае ее отсутствия – до СУ несет ЦДНГ.

По заявке ЦДНГ, поданной не менее чем за 12 часов до начала работ в ЦАП НГДУ производится подключение контрольного кабеля, для вывода параметров СУПЧ на телеметрию, к кустовому контролеру. Подключение контрольного кабеля к СУПЧ осуществляет СЦБПО ЭПУ.

Ответственность за своевременное получение параметров СУПЧ по телемеханике возлагается на ЦДНГ.

СЦБПО ЭПУ обязано в течение суток занести в НПК «Альфу» дату демонтажа СУ. После занесения даты демонтажа ЦДНГ в течение суток обязано занести в НПК «Альфа» информацию по монтажу СУПЧ. При замене СУПЧ на стандартный тип СУ ЭЦН ЦДНГ обязано в течение суток занести дату демонтажа.

Отключение СУПЧ и замену на стандартный тип СУ УЭЦН производит персонал СЦБПО ЭПУ по заявке НГДУ, поданной не менее чем за 12 часов до начала работ, согласно «Технологического регламента на производство работ по ремонту и эксплуатации скважин, оборудованных установками ЭЦН, на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», действующим на данный момент. Перестановку (перевозку, установку) СУПЧ на площадку обслуживания другой скважины, оборудованной УЭЦН, осуществляет персонал ЦДНГ. После замены СУ УЭЦН повторно производится вывод УЭЦН на режим с отстройкой защит и заполнением эксплуатационного паспорта УЭЦН.

Информация о движении СУПЧ заносится в эксплуатационный паспорт СУПЧ.

4.4.8. Запуск в работу и эксплуатацию УЭЦН

После подключения и изменения частоты производится операция по выводу УЭЦН на режим совместно персоналом ЦДНГ (оператором по добыче нефти и газа не ниже 4 разряда) и электромонтером СЦБПО ЭПУ под контролем мастера (инженера-технолога) ЦДНГ. Оформление работ по запуску УЭЦН с ПЧ с заполнением данных:

- в раздел 6 эксплуатационного паспорта УЭЦН;
- в эксплуатационный паспорт СУПЧ, в таблицу «Режим работы скважины» заносится режим работы скважины при изменении частоты ПЧ;
- составляется акт выполненных работ частотным преобразователем с УЭЦН.

Персонал СЦБПО ЭПУ несет ответственность за отстройку защит СУПЧ УЭЦН по параметрам глубинного оборудования при установившемся режиме по заявке ЦДНГ.

Ответственность за дальнейшую эксплуатацию и сохранность СУПЧ возлагается на ЦДНГ. Технологическая служба ЦДНГ отвечает за занесение информации в эксплуатационный паспорт УЭЦН и в эксплуатационный паспорт СУПЧ.

Эксплуатация УЭЦН производится в соответствии «Технологическим регламентом на производство работ по ремонту и эксплуатации скважин,



оборудованных УЭЦН, на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», действующим на данный момент.

4.4.9. Техническое обслуживание

НГДУ направляет в СЦБПО ЭПУ график проведения планово-предупредительного ремонта (далее ППР) СУПЧ, БПРЦ ЭПУ включает СУПЧ в график проведения ППР СУ УЭЦН. График согласовывается с ЦДНГ, главным энергетиком НГДУ и СЦБПО ЭПУ.

Текущий и планово-предупредительный ремонт СУПЧ осуществляет персонал СЦБПО ЭПУ, в присутствии представителя ЦДНГ.

Ежедневные осмотры СУПЧ производятся оператором по добыче нефти и газа, за которым закреплена кустовая площадка и находящееся на ней оборудование.

СИСТЕМА ППД, СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

5

5.1.	Система поддержания пластового давления _____	208
5.2.	Строительство и эксплуатация системы трубопроводного транспорта _____	224
5.2.1.	Назначение и классификация трубопроводов _____	225
5.2.2.	Проектирование трубопроводов, контроль качества строительства, технический надзор _____	225
5.3.	Эксплуатация трубопроводов _____	226
5.4.	Техническое обслуживание и ремонт трубопроводов _____	233

5. СИСТЕМА ППД, СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

5.1. СИСТЕМА ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Методы поддержания пластового давления

Нефтяные месторождения разрабатываются высокими темпами, достигающими 6–8% отбора нефти в год от промышленных запасов. Однако если при этом не восполнять израсходованный запас пластовой энергии, происходит быстрое падение пластового давления. При падении давления ниже давления насыщения из нефти выделяется газ, увеличивается газовый фактор, напорный режим работы залежей переходит в режим растворенного газа, дебиты скважин резко снижаются. В результате не обеспечивается полнота отбора нефти из залежи и на многие годы затягивается ее разработка.

Наиболее эффективное мероприятие по обеспечению высоких коэффициентов нефтеотдачи при высоких темпах отбора нефти и газа из залежей – искусственное поддержание пластовой энергии путем закачки воды в продуктивные пласты.

В настоящее время это наиболее интенсивный и экономически эффективный способ воздействия, позволяющий значительно уменьшить количество добывающих скважин, увеличить их дебит, снизить затраты на 1 т добываемой нефти.

Чтобы не допустить падения пластового давления ниже давления насыщения, с самого начала разработки залежи применяют различные методы поддержания пластового давления, которые характеризуются определенным размещением нагнетательных скважин, соответствующие геолого-физическим особенностям залежей нефти. В зависимости от расположения нагнетательных скважин по отношению к залежи нефти различают следующие методы заводнения:

- законтурное;
- приконтурное;
- внутриконтурное.

Законтурное заводнение применяют на сравнительно небольших по размерам залежах с однородными коллекторами и хорошей проницаемостью их в законтурных частях. Нагнетательные скважины располагают за контуром нефтеносности на расстоянии 200–500 м от внешнего ряда добывающих скважин.

Добывающие скважины располагают внутри контура нефтеносности параллельно внешнему контуру нефтеносности. Одновременно можно эксплуатировать 2–3 ряда добывающих скважин. Если эксплуатировать одновременно большее число рядов таких скважин, энергия напора краевых и нагнетаемых вод будет экранироваться первыми рядами добывающих скважин, а скважины, расположенные во внутренних рядах, будут эксплуатироваться при режиме растворенного газа.

При низкой проницаемости пород продуктивного пласта нагнетательные скважины размещают на небольшом расстоянии от контура нефтеносности или непосредственно на этом контуре в более проницаемых частях залежи. Такой вариант называется *приконтурным заводнением*.

При разработке значительных по размерам нефтяных залежей применяют *внутриконтурное заводнение*, сущность которого заключается в том, что площадь залежи разрезается рядами нагнетательных скважин на отдельные участки, которые затем разрабатываются как самостоятельные залежи.

При закачке воды на линии нагнетательных скважин образуется зона повышенного давления, которая препятствует перетокам нефти из одной площади в другую. Очаги воды, сформировавшиеся вокруг каждой нагнетательной скважины, со временем увеличивается, в результате чего они сливаются, образуя единый фронт воды, продвижение которого можно регулировать так же, как и при законтурном заводнении.

Добывающие скважины располагают рядами, параллельными рядам нагнетательных скважин. Расстояние между рядами, а также между отдельными скважинами определяют в зависимости от геолого-физической характеристики залежи. В результате этого используют различные комбинации метода поддержания пластового давления: центрального, осевого, кольцевого, очагового, блокового, избирательного.

В качестве рабочего агента для закачки в пласт применяются три типа воды: вода альб-сеноманского горизонта (добываемая при помощи водозаборных скважин), сточная вода (получаемая при первичном отделении нефти от попутной воды) и пресная (добываемая из открытых водоемов – рек, озер).

На основании проведенных анализов можно сделать выводы о совместимости той или иной воды, используемой для нужд ППД.

Хорошая совместимость у сеноманской и сточной воды, плохо совместимы пресная и сеноманская вода – в связи с наличием в пресной воде свободного кислорода, который способствует окислению содержащихся в сеномане компонентов, в результате чего образуются агрессивные среды (кислоты) и нерастворимые осадки.

На поздней стадии разработки месторождений с целью улучшения выработки неоднородного пласта за счет более полного использования капиллярных и гидродинамических сил применяется циклическое воздействие на пласт, которое включает в себя периодическое изменение объемов закачки рабочего агента в пласт во времени. Применение системы ППД на месторождениях нефти и газа в начальной стадии эксплуатации позволяет рационально вести процесс разработки, достичь конечного коэффициента нефтеотдачи.

Принципиальная схема системы ППД

Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования, необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт нефтяного месторождения с целью поддержания

Система ППД должна обеспечивать:

- необходимые объемы закачки воды в пласт и давления ее нагнетания по скважинам, объектам разработки и месторождению в целом в соответствии с проектными документами;
- подготовку закачиваемой воды до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мехпримесей, кислорода, микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям проектных документов;

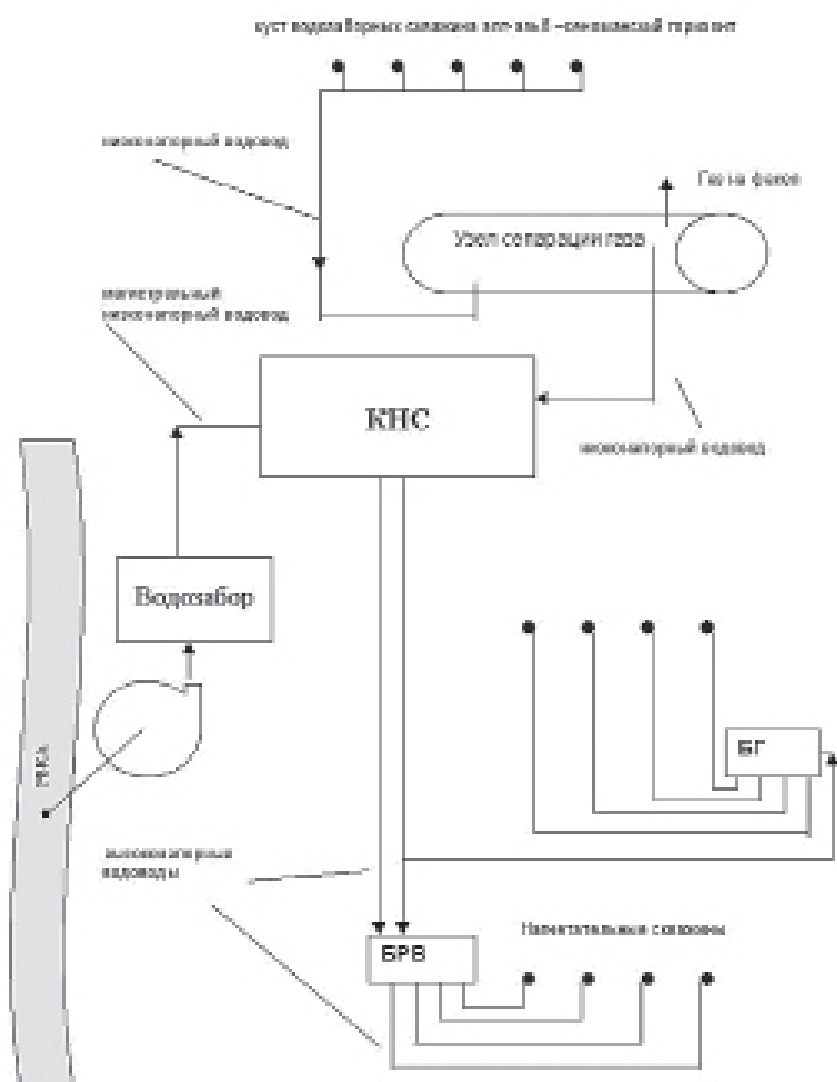


Рис. 1. Состав системы поддержания пластового давления

– проведение контроля качества воды системы ППД, замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, так и по группам, пластам и объектам разработки и месторождению в целом;

– герметичность и надежность эксплуатации системы промышленных водоводов, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения пластов с использованием сточных вод;

– возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения ОПЗ нагнетательных скважин с целью повышения приемистости пластов, охвата пластов воздействием заводнения, регулирование процесса вытеснения нефти к забоям добывающих скважин.

В состав системы ППД входят (рис. 1):

1) источники поставки воды – поверхностные воды из открытых водоемов (водозабор), сеноманские воды (водозаборные скважины), сточные (пластовая) воды с УПСВ ДНС;

2) специальные водоочистные установки для подготовки воды;

3) система низконапорных водоводов с давлением до 3,0 МПа;

4) кустовые насосные станции по закачке агента (КНС);

5) система высоконапорных водоводов и распределительных блоков (ВРБ) с давлением до 20 МПа;

6) фонд нагнетательных скважин.

Требования, предъявляемые к закачиваемой воде

Требования, предъявляемые к качеству воды, изложены в РД – 39-1-1155-84 «Основные положения по качеству поверхностных пресных и промышленных сточных вод, применяемые для закачки в пласт на месторождениях Западной Сибири.»

К числу основных требований, предъявляемых к нагнетаемой в пласт воде, относятся:

– содержание газа – 0.

– содержание нефтепродуктов до 60 мг/литр.

– содержание твердых частиц до 50 мг/литр.

– размер твердых частиц – не более 0,2 мм.

Для водоснабжения пресной водой в ОАО «Сургутнефтегаз» имеется три водозабора:

1. Водозабор на реке Обь для Федоровской группы месторождений обеспечивает водой Федоровское, Западно-Сургутское, Яун-Лорское, Восточно-Сургутское, Солкинское, Быстринское месторождения.

Водозабор сифонного типа, расположен на берегу реки Обь, насосы для забора воды находятся в колодцах диаметром 1020 мм, соединенных с приемными оголовниками, смонтированными в русле реки на расстоянии 150 метров от места установки насосов I подъема.

2. Водозабор на реке Пим – представляет собой два блочных водозабора с 16 насосами ЦНС 300×240. Подает воду на Лянторское месторождение.

3. Водозабор на реке Лямин – два блока с 16 насосами ЦНС 300×360.

Особенности конструкций водозаборных скважин.

В настоящее время для добычи воды сеноманского горизонта применяются следующие конструкции водозаборных скважин:

Таблица 1

Конструкции водозаборных скважин

№	Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска по вертикали, м	Примечание
1	Направление	324	0–30	Применяются фильтры ФВС-168/6000 с установкой 2-х центраторов ЦЦ-2-168/216 на каждый фильтр
	Кондуктор	245	0–600	
	Эксплуатационная колонна-хвостовик	146/168	550–1 850	
2	Направление	630	0–30	Применение щелевых фильтров и фильтров тонкой очистки (проволочная сетка, дарнит)
	Кондуктор	426	0–400	
	Эксплуатационная колонна-хвостовик	168	380–2 105	

Для второго варианта направление и кондуктор цементируются до устья. Эксплуатационная колонна-хвостовик не цементируется.

Для первого варианта направление и кондуктор цементируются до устья. С целью недопущения попадания цемента в интервал установки фильтров, эксплуатационная колонна оборудуется пакером ПДМ-168 (кровля сеномана), который отсекает нижнюю часть колонны. Верхняя часть эксплуатационной колонны цементируется через цементировочную муфту, расположенную выше пакера до опорного кольца.

Особенности конструкций нагнетательных скважин

В ОАО «Сургутнефтегаз» применяются в основном следующие конструкции нагнетательных скважин: направление ($d = 324$ мм) спускается на глубину 30–60 мм, кондуктор ($d = 245$ мм) – на глубину 700–750 м, эксплуатационная колонна ($d = 146$ мм) – на глубину от 0 до 2 590 м. Направление и кондуктор цементируется до устья, эксплуатационная колонна – на 100 м выше башмака кондуктора. Спуск кондуктора до глубины 700–750 м обусловлен тем, что в данном интервале глубин залегают люлинворские и чеганские глины, создающие динамически напряженные зоны, а также для разобщения водоносных горизонтов и перекрытия зон обваливающихся пород. Этот момент, а также давление опрессовки эксплуатационных колонн 150–210 атм, является отличительной особенностью. В добывающих скважинах кондуктор спускается до глубины 400 м и спрессовывается на 110–125 атм.

Устьевое оборудование и обвязка водозаборных скважин

На устье водозаборных скважин с кондуктором диаметром 426 мм устанавливается колонная головка 426×100×16, где 426 мм – диаметр кондуктора, 100 мм – диаметр выкидной линии, 16 кг/см² – рабочее давление.

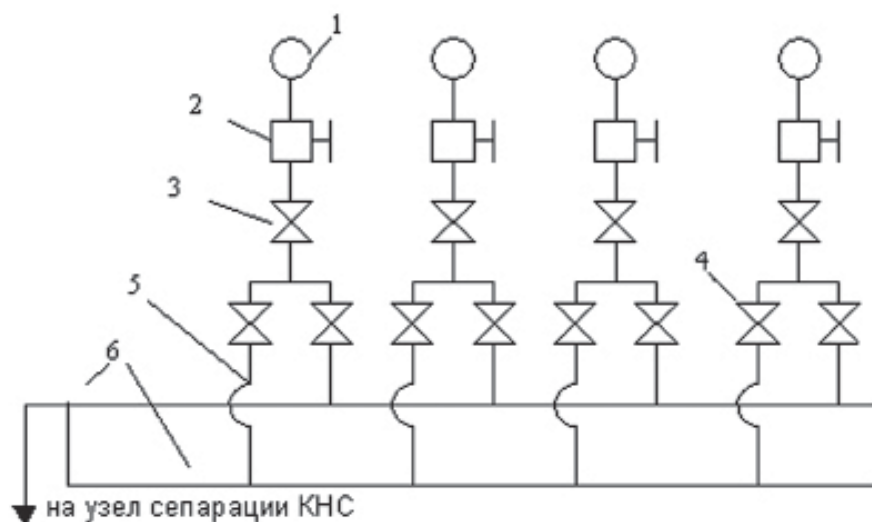


Рис. 2. Принципиальная схема обвязки водозаборных скважин:

- 1 – устья водозаборных скважин с ОВС-324-100-16 или ОВС-168;
 2 – регулятор расхода ДР-65-21-4Ф; 3 – обратный клапан Ду-100, Ру-16;
 4 – задвижки ЗКЛ2-100×16; 5 – водовод Ду-100 (труба 114×10);
 6 – водовод Ду-250 (труба 273×8)

Подземное оборудование водозаборных скважин

Погружные установки центробежных электронасосов типа УЭЦП и УЭЦПК предназначены для подачи поверхностных или пластовых вод на кустовые насосные станции при содержании в жидкости механических примесей не более 0,1 г/л и температурой не выше 60 °С.

Установка состоит из погружного электродвигателя с насосом, кабеля, оборудования устья скважины, трансформатора и станции управления. Выпускаются установки по II группе надежности ОСТ 26-06-1204-82.

Таблица 2

Технические характеристики

Установка	Подача, м³/сут	Напор, м	Число ступеней	Внутренний d колонны обсадных труб, мм	Плотность перекачиваемой жидкости, кг/м³	Температура, °С
УЭЦШ4-1000-1200	1 000	200	45	359	1 000	25
УЭЦП16-2000-1400	2 000	360	30	396	1 000	40
УЭЦПК16-2000-1400	2 000	360	30	396	1 200	40
ЭЦПК16-3000-1000	3 000	930	16	396	1 200	60
УЭЦПК16-3000-160	3 000	160	3	396	1 200	60

Окончание таблицы 2

Установка	Подача, м³/сут	Напор, м	Число ступеней	Внутренний d колонны обсадных труб, мм	Плотность перекачиваемой жидкости, кг/м³	Температура, °С
УЭЦПК16-2000-120	3 000	120	5	396	1 200	60
УЭЦВ 10-120-100	2 800	100		250	1 200	25
УЭЦВ 10-120-120	2 800	120		250	1 200	25
УЭЦВ 10-120-160	2 800	160		250	1 200	25
РН-83 (Плойгер)	2 000	200		250		40

Погружные установки спускаются на НКТ $d = 102, 114$ мм на глубину 300–400 м. Установка немецкой фирмы «Плойгер» РН-83 аналогична отечественной установке ЭЦВ 10-120-160 и отличается лишь тем, что ее резиновый силовой кабель не имеет брони. Поэтому при спуске РН 83 в водозаборные скважины для предотвращения нарушения изоляции кабеля на него надевается кусок шланга $d = 32$ мм и длиной 15 см, после чего крепится к НКТ металлическими поясами крепления (клямсами).

Кустовые насосные станции (КНС)

Основной задачей КНС является нагнетание воды в продуктивные нефтяные пласты для поддержания или создания необходимых пластовых давлений, установленных технологической схемой разработки месторождений. Насосные станции в зависимости от конструктивного исполнения подразделяются на блочные кустовые (БКНС), оборудование которых монтируют в специальных блок-боксах на заводах-изготовителях, и кустовые (КНС), технологическое оборудование которых монтируют в капитальных сооружениях.

В состав БКНС входят насосные блоки двух видов: НБ-1 (крайний насосный блок) и НБ-2 (средний насосный блок). Блок НБ-1 обязателен независимо от числа насосных агрегатов в составе БКНС. Различие этих блоков состоит в исполнении их укрытия.

Приемная линия насосного агрегата оборудуется сетчатым фильтром и ручной задвижкой типа ЗКЛ2, нагнетательная линия – обратным клапаном и электроприводной задвижкой типа В-40З.

Блок напорной гребенки (БГ), предназначенный для учета и распределения поступающей от насоса ПК по напорным трубопроводам, размещают в отдельном цельнометаллическом боксе на расстоянии не менее чем 10 м от остальных блоков. Включает в себя: распределительный коллектор, коллектор обратной промывки, пункт управления, расходомер с сужающим устройством, запорный вентиль, вентилятор, площадку для обслуживания, электропечь.

Работа станции происходит следующим образом. Технологическая вода поступает на вход центробежного насоса ЦНС-180. От насоса по напорному

трубопроводу вода подается в блок-гребенку (БГ), где по системе высоконапорных водоводов направляется к нагнетательным скважинам.

К кустовым насосным станциям (КНС) подключается до нескольких десятков нагнетательных скважин.

При использовании вод альб-сеноманского горизонта с содержанием попутного газа в воде до $1,0\text{--}1,5\text{ м}^3/\text{м}^3$ при КНС (БКНС) строится узел сепарации газа с 2–4 емкостями (сепараторами) объемом по 50 м^3 , смонтированными на металлической эстакаде на высоте от 6 до 10 м от уровня земли. Сепараторы обвязываются для обеспечения параллельной работы.

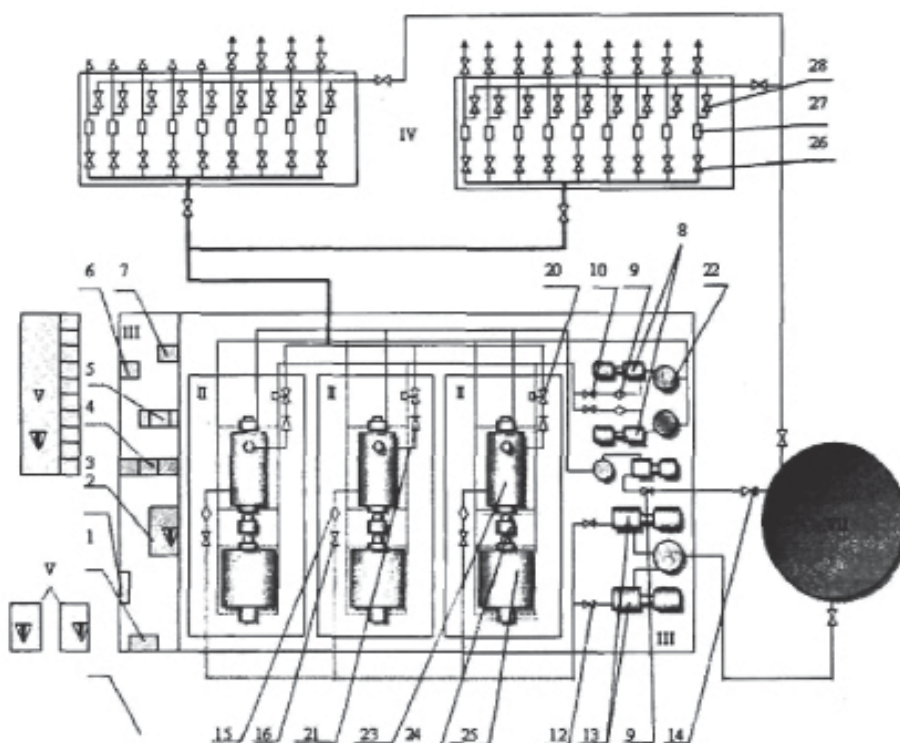


Рис. 3. Типовая технологическая схема БКНС:

1, 2, 7 – шкафы (соответственно) трансформаторные, вводы кабеля и управления дренажными насосами; 3 – станция управления; 4 – распределительное устройство низковольтное; 5, 6 – щиты приборный и общестанционный; 8, 13, 23 – насосы 1СЦВ, ЦНС 180; 9, 11, 21 – клапаны (соответственно) подъемный и обратный; 10, 14, 26, 28 – вентили (соответственно) запорный, электромагнитный, регулирующий, угловой; 12, 14, 16, 17, 20 – задвижки ЗКЛ к электроприводная; 15 – фильтр; 18 – маслоохладитель; 22 – бак масляный; 24 – муфта зубчатая; 25 – электродвигатель; 27 – диафрагма; I – насосные блоки; II – блок дренажных насосов; III – блок низковольтной аппаратуры и управления; IV – блок напорных гребенок; V – распределительное устройство РУ-6(10) кВ; VI – трансформаторная комплектная подстанция КТПН 66-160/6КК; VII – резервуар сточных вод

Пресная вода с водозаборов и очищенные нефтепромысловые сточные воды с УПСВ ДНС или УПН по низконапорным водоводам поступают на площадку КНС (БКНС) во всасывающий коллектор.

БКНС состоит из следующих блоков:

- 1) насосный блок (количество от 1 до 4);
- 2) блок низковольтной аппаратуры (количество 1);
- 3) блок напорной гребенки (количество 1 или 2);
- 4) блок дренажных насосов (количество 1);
- 5) блок распределительного устройства РУ (количество 1);
- 6) резервуар сточных вод (количество 0 или 1).

Насосный блок предназначен для подачи воды под давлением в напорную линию системы ППД. Используются многоступенчатые секционные центробежные насосы типа ЦНС-180, 240 или ЦНС-300, 630 с приводом от синхронных электродвигателей серии СТД со статическим возбуждением или от асинхронных электродвигателей серии АРМ.

Насосный блок состоит из следующих элементов:

- центробежного насоса ЦНС-180-1900 (1422);
- электродвигателя СТД-1600 (1250);
- маслоустановки насосного агрегата;
- поста местного управления насосным агрегатом с кнопкой аварийной остановки;
- трубопроводов технологической воды и подпора сальников;
- дренажных трубопроводов;
- короба и трубы электропроводов;
- запорно-регулирующей арматуры;
- осевого вентилятора с электроприводом.

На приемной линии насоса установлены сетчатый фильтр и задвижка с ручным управлением типа ЗКЛ2-150-16, на нагнетательной – обратный клапан и электроприводная задвижка.

На манометровой колонке размещены приборы местного контроля давления:

- воды на приеме основного насоса;
- воды на выкиде основного насоса;
- воды в системе разгрузки сальников;
- воды в маслоохладителе маслостанции;
- масла в начале линии маслосистемы;
- масла в конце линии маслосистемы.

Блок низковольтной аппаратуры предназначен для размещения электротехнического оборудования, приема и распределения электроэнергии напряжением 380/220 В, размещения средств КИПиА и аварийно-предупредительной сигнализации. Блок разделен на две секции контроля и управления насосной станцией и низковольтной аппаратурой.

Блок напорной гребенки КНС предназначен для распределения воды по напорным трубопроводам системы ППД, учета ее количества и регистрации давления. В блок-гребенке (БГ) размещены распределительный коллектор и водоводы для распределения воды, трубопровод разгрузки

буферного давления и сброса воды, поступающей от скважин при прекращении закачки. Для замера закачиваемой воды водоводы оснащены приборами типа СВУ.

Система смазки насосного агрегата обеспечивает смазывание и охлаждение подшипников скольжения насоса и приводного электродвигателя СТД.

Система смазки насосных агрегатов – индивидуальная. Маслостанция состоит из рабочего насоса Ш5-25-3,6/4 подачей $3,6 \text{ м}^3/\text{ч}$ с давлением нагнетания 0,4 МПа, установленного на маслобаке с приводом от электродвигателя АОЛ2-31-4 масляного бака БМ-0,32 объемом 0,36 м^3 маслоохладителя МХ-4 с поверхностью охлаждения 4 м^2 и расходом охлаждающей воды $6 \text{ м}^3/\text{ч}$, двойного масляного фильтра ФДМ-32 с поверхностью фильтрации $0,13 \text{ м}^2$, предохранительного клапана и запорной арматуры. Применяются также системы с воздушным охлаждением масла. Для смазывания подшипников используют масла турбинное Тп22 и Т30 и промышленное И20А, И25А, а для зубчатых муфт насосных агрегатов – консистентную смазку (Литая М или ЦИАТИМ-221).

КНС в капитальных сооружениях от БКНС отличается только тем, что вышеуказанное оборудование монтируется в здании каркасно-панельного исполнения и монтируется дополнительно кран-балка для выполнения погрузочно-разгрузочных работ при замене насосов ЦНС-180, электродвигателей типа СТД и другого оборудования. КНС состоит из трех помещений.

1. Машинный зал, где монтируются основные насосные агрегаты, технологические трубопроводы с запорно-регулирующей арматурой, напорная гребенка, дренажная система, система смазки насосных агрегатов, посты местного управления насосными агрегатами, короба и трубы электропроводов.

2. Операторная, где монтируется низковольтная аппаратура контроля и управления насосной станцией (щиты ЩШ-ЗД и приборные щиты автоматического контроля, защиты и сигнализации насосных агрегатов).

3. Помещение РУ-6КВ, где монтируется высоковольтная аппаратура напряжением до 6 кВ, щит станции управления (ЩСУ) и вспомогательное оборудование дежурного электрического отопления.

На отдельных месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» применяют высоконапорные установки ЭЦН для поддержания пластового давления в начальной стадии разработки новых нефтяных месторождений (до ввода в эксплуатацию КНС) и на месторождениях (отдельных площадях), где суммарный объем закачки воды не превышает $2 \text{ 500 м}^3/\text{сут}$, т.е. строительство КНС экономически нецелесообразно.

Схема закачки в данном случае предусматривается как «скважина – скважина» то есть вода сеноманской скважины без предварительной подготовки посредством высоконапорных погружных насосов подается по системе водоводов в скважины системы ППД. Количество скважин, подключаемых на одну высоконапорную установку, определяется производительностью насоса и приемистостью скважин.

Преимуществами применения высоконапорных погружных насосов в системе ППД являются:

- снижение металлоемкости оборудования, т.к. отпадает необходимость строительства высоконапорных водоводов между кустами скважин. На кустовой площадке бурятся 1–2 водозаборные скважины, в которые спускаются отечественные установки УЭЦН5А-500-1500, и устье водозаборной скважины через ВРБ обвязывается с нагнетательными скважинами;
- возможность закачки вод альб-сеноманского горизонта без сепарации от газа;
- возможность поддерживать пластовое давление с начала разработки новых месторождений.

Низконапорные и высоконапорные водоводы, запорно-регулирующая арматура

Низконапорные водоводы предназначены для подачи сеноманской воды от водозаборных скважин через узел сепарации и подтоварной воды от УПН, УПСВ на КНС, а также для транспортировки пресной воды от водозаборов на открытых водоемах до КНС. Диаметр трубы выбирается в зависимости от условий применения от 114 до 530 мм, с толщиной стенки 5-10 мм, а от 530 до 1020 мм с толщиной стенки 7 - 25 мм. Тип трубы – прямошовная. Для увеличения срока службы при перекачке агрессивных вод применяют стеклопластиковые трубопроводы. Рабочее давление низконапорных водоводов до 3 МПа.

Высоконапорные водоводы предназначены для подачи воды от КНС к нагнетательным скважинам. Основные типоразмеры этих труб: 57×6 мм, 89×7 мм, 114×9 мм, 168×14 мм, 219×16 мм, 273×20 мм. . Тип трубы – бесшовная. Рабочее давление высоконапорных водоводов до 20 МПа.

Для разделения и переключения потоков рабочей жидкости, а также для обеспечения безаварийной работы трубопроводов предусматривается установка запорной арматуры. Для низконапорных водоводов применяют клиновые задвижки с выдвижным шпинделем по ТУ 26-07-1615-93:

30с89нжУ1 $P_y = 6$ МПа (0,6 кгс/см²), $D_y = 50, 80, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400$ мм;

30с89нж1У1 $P_y = 1,6$ МПа (16 кгс/см²), $D_y = 50, 80, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400$ мм;

30с89нж8У1 $P_y = 4,0$ МПа (40 кгс/см²), $D_y = 50, 80, 100, 150, 200, 250, 300$ мм;

30с89нж9У1 $P_y = 4,0$ МПа (40 кгс/см²), $D_y = 50, 80, 100, 150, 200, 250, 300$ мм.

Для высоконапорных водоводов применяют клиновые задвижки с выдвижным шпинделем ЗКЛ2 31с45нж с ручным приводом ($P_y = 16$ МПа (160 кгс/см²), $D_y = 50, 80, 100, 150$ мм), ЗКЛП 31с949нж с электроприводом ($P_y = 16$ МПа (160 кгс/см²), $D_y = 50, 80, 100, 150$ мм), задвижки типа ЗМС65×21, угловые регулирующие вентили 15с97нж90-320 и угловые напорные вентили 1576нж60-320.

Водораспределительные блоки (ВРБ)

Водораспределительные блоки ВРБ (или блок гребенок БГ) предназначены для распределения по нагнетательным скважинам воды, учета ее количества, регистрации давления, регулирования процесса закачки с помощью быстросменных штуцеров.

В ВРБ размещены входной напорный коллектор и выходные распределительные линии к нагнетательным скважинам. На выходах напорного коллектора установлены задвижки. На распределительной линии устанавливаются датчики расхода жидкости ДРС счетчика СВУ и отборное устройство для замера давления. На линиях сброса установлены запорные вентили. Блок гребенок монтируется на кустовой площадке согласно проекту обустройства месторождения и технической документации на БГ.

Перед пуском БГ в работу проверяется правильность монтажа гребенки, исправность запорной арматуры, контрольно-измерительных проборов учета воды и давления. На напорных трубопроводах БГ на фланцевых соединениях трубопроводов должны быть установлены кожухи.

По окончании подготовительных работ проводятся гидравлические испытания трубопроводов на герметичность – до БГ и от БГ до нагнетательных скважин. При этом обращают внимание на герметичность разъемных и неразъемных соединений, по манометрам на КНС отслеживают падение давления. Давление при проведении испытания принимается равным 1,25 от рабочего. БГ работает круглосуточно, без постоянного обслуживающего персонала.

Для обслуживания БГ в процессе эксплуатации допускается специально обученный обслуживающий персонал, предварительно ознакомленный с правилами техники безопасности.

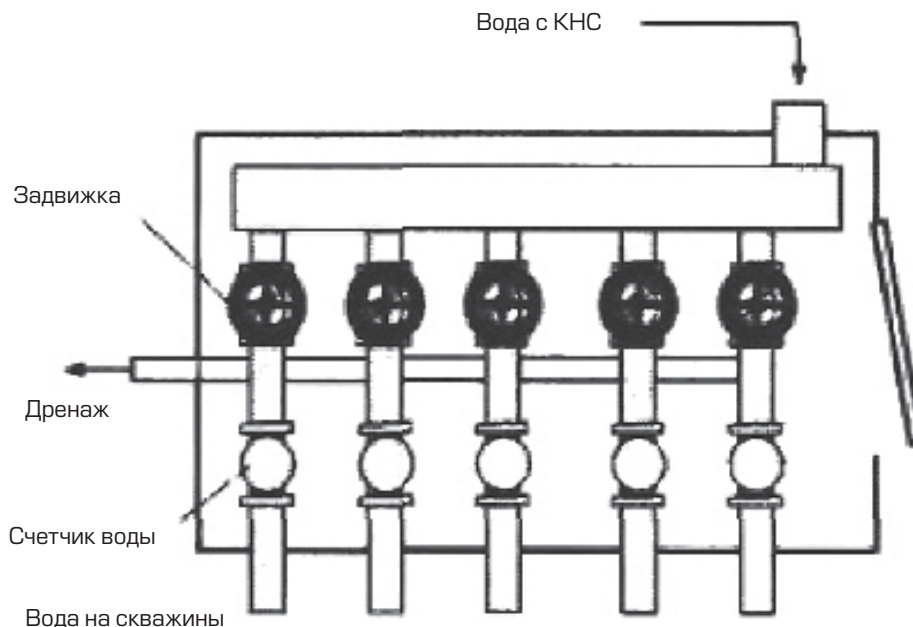


Рис. 4. Схема водораспределительной блок-гребенки

Принцип работы ВРБ: вода от КНС или высоконапорной УЭЦН по напорному коллектору поступает в гребенку, далее через открытые задвижки в гребенке по выходным трубопроводам проходит через датчики счетчиков воды и распределяется по нагнетательным скважинам. Выходной число-импульсный сигнал датчика ДРС или СВУ поступает по кабельной линии в преобразователь интегрирующий, который обеспечивает накопление информации об объемах протекающей жидкости и передачу их в систему телемеханики.

Для сброса воды при ремонте БГ служит дренажная линия с запорной арматурой, откуда вода поступает в дренажную емкость.

Контроль давления в блоке гребенки и на отводящих трубопроводах осуществляется с помощью манометров. Периодичность контроля определяется технологическим регламентом объекта.

При отклонении от нормальной работы составных частей БГ или выходе их из строя проводятся работы по устранению причин на месте, а при невозможности этого производится замена на исправную.

Обслуживание ВРБ (БГ или БРВ) и ВРГ осуществляется оператором по поддержанию пластового давления. Периодичность обслуживания определяется технологическим регламентом, а также приказами и распоряжениями руководства цеха, предприятия.

При обслуживании ВРБ контролируется:

- рабочее давление в распределительном коллекторе и отводящих трубопроводах;
- работа контрольно-измерительных приборов и аппаратуры;
- состояние запорной арматуры и фланцевых соединений;
- состояние технологического блока, площадки обслуживания, защитных устройств (защитных кожухов);
- состояние аппаратного (щитового) помещения;
- состояние вентиляции и освещения.

Устьевое оборудование нагнетательных скважин

Нагнетательная арматура предназначена для герметизации устья нагнетательных скважин и контроля закачки воды. Нагнетательная арматура устанавливается на колонную обвязку или колонный фланец. Через нагнетательную арматуру производится спуск инструмента и приборов при исследовании скважин.

Нагнетательная арматура состоит из фонтанной елки и трубной обвязки. Типоразмер устанавливаемой нагнетательной арматуры определяется глубиной залегания продуктивного пласта, расчетным давлением. Выпускаются нагнетательные арматуры типоразмеров, представленных в таблице 3.

Таблица 3

**Технические характеристики устьевой арматуры
нагнетательных скважин**

Показатели	Арматура			
	АНК 1-65×21	АНК-65×21	АНК1-65×35	АНМ 50×21
Условный проход ствола и боковых отводов, мм	65	65	65	65
Давление, мПа, рабочее пробное	21	21	35	21
	42	42	70	42
Скважинная среда	коррозионная (вода техническая, сточная нефтепромысловая и морская с содержанием механических примесей не более 25 мг/л, размером твердых частиц не более 0,1 мм)			
Запорное устройство (прямоточная задвижка)	ЗМС1	ЗМ	ЗМС1	ЗМ65х21ХЛ

Нагнетательная арматура обвязывается с нагнетательной линией скважины (рис. 5.).

Схема АНК1-65х21

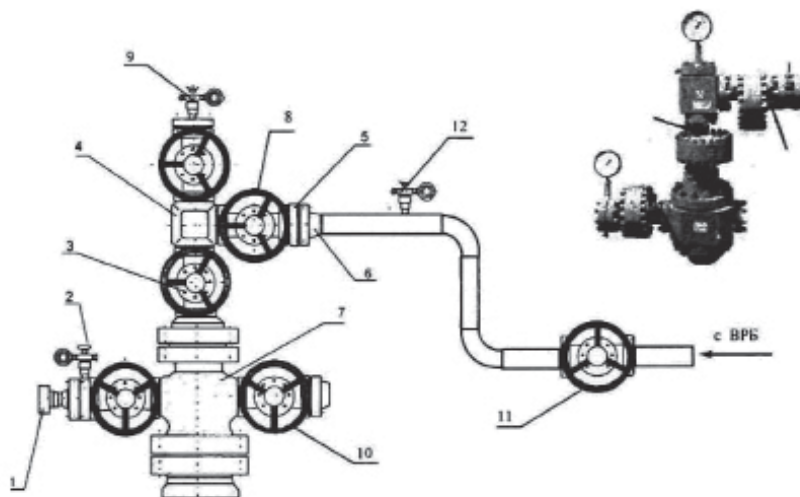


Рис. 5. Арматура нагнетательная ЛИК-1 с обвязкой скважины:

- 1 – быстросъемное соединение; 2 – вентиль с манометром; 3 – центральная задвижка;
 4 – тройник; 5 – штуцер; 6 – фланец; 7 – трубная обвязка; 8 – трубная задвижка;
 9 – вентиль для замера P_u ; 10 – затрубная задвижка; 11 – секущая задвижка;
 12 – вентиль для замера рабочего (линейного) давления

Технические характеристики водораспределительных блоков ВРБ

Показатели		Ед.изм.		Блоки гребенок							
Наименование		БГ-1	БГ-2	БГ-4УМ-16	БГ-4УМ-20-Ж	БРВ-50-16-4	БРВ-50-20-4	БРВ-50-16-3	БРВ-50-20-3	БРВ-50-16-2	БРВ-50-20-2
Обозначение		8102-1.00.00.000	8102-1.00.00.000-01	КМРН.611446.001 ТУ 3666-011-001-36656-951	КМРН.611446.016 ТУ 3666-011-001-36656-95	92010.00.000	92010.00.000-01	92010.00.000-02	92010.00.000-03	92010.00.000-04	92010.00.000-05
Давление нагнетания	МПа	16	20	16	20	16	20	16	20	16	20
	кгс/см²	160	200	160	200	160	200	160	200	160	200
Количество подключаемых скважин	скв.	4				3			2		
		Условный проход трубопроводов									
входного	мм	труба D=219×18		Dy=130 (труба D=168×18 мм сталь 20)		Dy=150					
выходного	мм	труба D=114×12		Dy=90 (труба Ø 114×10 сталь 20)		Dy=50 (труба Ø 76×10 сталь 20)		Dy=50			
сбросного коллектора	мм			труба D=73×8 сталь 20		труба D=76×10 сталь 20					
Габаритные размеры											
ширина	мм	3 100	3 100	2 850	2 850	2 600	2 600	2 600	2 600	2 600	2 600
длина	мм	4 700	4 700	4 100	4 100	3 400	3 140	3 140	3 140	3 140	3 140
высота с дефлектором	мм	3 925	3 925	2 935	2 950	3 960	3 960	3 960	3 960	3 960	3 960

Масса, не более	кг	3 740	3 940	6 000	6 200	2 100	1980	1 950	1 880	1 850	1 750
Обогрев		Засчет теплоотдачи оборудования				Электробоггревателем					
Вентиляция		Естественная через дефлектор									
Полный установленный срок службы	лет	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Производи- тельность	м³/ч	От 8 до 800				100		75		50	
	м³/с	от 0,0022 до 0,22				0,028		0,021		0,014	
Средство учета		Счетчик воды ультразвуковой	Счетчик воды вихревой ультразвуковой CBV-50	Счетчик воды вихревой ультразвуковой CBV-25A	Счетчик воды вихревой ультразвуковой CBV-25						
Запорная арматура входного коллектора		Dy=100 Py=160	Dy= 100 Py=160	Прямоточные задвижки Dy=65 мм	Шаровые краны Dy= 65 (КШД-65-210 с быстросменными штуцерами)						
Сбросовой линии				запорный вентиль Dy= 10 мм							
Регулировка закачки		нет			быстросменные штуцера						
Транспортируе- мая среда		подтоварная вода, сеноманская, речная									
Климатическое исполнение		ХЛ1 по ГОСТ 15150-69		УХЛ по ГОСТ 15150-69	ХЛ1 по ГОСТ 15150-69						
Работа при температуре окружающей среды	°C	до минус 50 °C									

К конструкции нагнетательных скважин предъявляются следующие требования:

- оборудование устья нагнетательной скважины должно соответствовать проекту, при разработке которого учитываются состав, физико-химические свойства нагнетаемого агента и максимальные ожидаемые давления нагнетания;
- нагнетательные скважины, независимо от физико-химических свойств закачиваемого агента, должны оборудоваться колонной НКТ и, при необходимости, пакерующим устройством, обеспечивающими защиту и изоляцию эксплуатационной колонны от воздействия на нее закачиваемого агента;
- для исключения замерзания воды в арматуре скважины и системе нагнетания при остановках необходимо предусматривать полное удаление воды из арматуры и системы подачи рабочего агента и заполнение указанного оборудования незамерзающей жидкостью.

5.2. СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Общие положения

Система промысловых трубопроводов различного назначения является неотъемлемой частью деятельности НГДУ в процессе добычи и подготовки нефти, системы поддержания пластового давления при разработке нефтяных и газовых месторождений. Нефтегазопровод – сложное инженерное сооружение: состоящее из запорной, регулирующей и предохранительной арматуры, контрольно-измерительных приборов и средств автоматики, устройства для ввода химических реагентов, устройств для защиты от коррозии, периодической очистки внутренней поверхности от продуктов солеотложения, парафина, деформаций трубопровода.

Руководящим документом по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке трубопроводов является РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов», стандарт ОАО «Сургутнефтегаз» для внутреннего пользования СТО 166-2007 «Безопасная эксплуатация, ревизия, консервация и ликвидация промысловых трубопроводов» и «Технологический регламент по эксплуатации трубопроводов ЦДНГ».

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов частично или полностью должны быть установлены охранные зоны:

- вдоль трасс трубопроводов – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 50 м от оси трубопровода с каждой стороны;
- вдоль трасс многониточных трубопроводов – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 50 м от осей крайних трубопроводов с каждой стороны;
- вдоль подводных переходов трубопроводов – в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток трубопроводов на 100 м с каждой стороны.

В охранных зонах трубопроводов должны быть предусмотрены плакаты с запретительными надписями против всякого рода действий, которые

могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов либо привести к их повреждению, которые устанавливаются вдоль трассы трубопроводов в пределах видимости не реже чем через 1 км друг от друга. Трасса подземных трубопроводов через каждый километр и в местах поворота должна быть закреплена на местности постоянными знаками высотой 1,5–2 м. Знак должен содержать информацию о местоположении оси трубопровода, километре и пикете трассы, а также номер телефона эксплуатирующей организации.

Закрепительные знаки должны быть также установлены на переходах через естественные и искусственные препятствия. Двумя знаками, по одному с каждой стороны, по створу трассы закрепляются:

- пересечения автомобильных дорог I–III категорий;
- переходы через крупные овраги при ширине более 50 м;
- переходы через водные каналы, реки с шириной зеркала воды более 10 м.

5.2.1. Назначение и классификация трубопроводов

Трубопроводы, применяемые на нефтяных месторождениях, подразделяются по назначению на нефтепроводы, газопроводы, нефтегазопроводы, водоводы.

Трубопроводы, транспортирующие нефть с газом в растворенном состоянии при давлении упругости паров при 20 °С и выше 0,2 МПа и свободном состоянии именуется нефтегазопроводами, а транспортирующие разгазированную нефть – нефтепроводами.

В состав трубопроводов входят:

- а) выкидные линии (трубопроводы от скважин до замерных установок);
- б) нефтесборные трубопроводы для транспорта продукции скважин от замерных установок до установки первой ступени сепарации нефти (нефтегазопроводы);
- в) напорные нефтепроводы для транспорта газонасыщенной или разгазированной обводненной или безводной нефти от дожимных насосных станций (ДНС) до центральных пунктов сбора (ЦПС);
- г) нефтепроводы для транспорта товарной нефти от центральных пунктов сбора и подготовки нефти до сооружений магистрального транспорта;
- д) технологические трубопроводы (внутриплощадочные) на объектах подготовки нефти;
- е) нагнетательные линии (трубопровод от ВРБ до устья скважин с давлением закачки до 20 МПа);
- ж) водоводы низкого давления – до 2,0 МПа (водоснабжения системы поддержания пластового давления для транспорта пресной, пластовой и подтоварной воды на КНС);
- з) водоводы высокого давления, где давление нагнетания воды – до 20 МПа – осуществляется насосными агрегатами;
- к) внутриплощадочные трубопроводы, транспортирующие продукт на объектах его подготовки;
- л) технологические трубопроводы – для подачи ингибиторов к скважинам или другим объектам обустройства нефтяных месторождений.

По классификации все промысловые трубопроводы, в зависимости от их назначения, диаметра, рабочего давления, газового фактора и скорости

коррозии, подразделяются на 4 категории. Категории участков трубопроводов определяются в соответствии с приложением 20, РД 39-132-94. Трубопроводы I, II и III категорий относятся к ответственным, на которые перед вводом в эксплуатацию оформляется эксплуатационный паспорт на трубопровод согласно РД 39-132-94.

5.2.2. Проектирование трубопроводов, контроль качества строительства, технический надзор

При проектировании конструкция промысловых трубопроводов и способ их прокладки должны обеспечивать:

- безопасную и надежную технологию эксплуатации в соответствии с проектными параметрами в пределах нормативного срока службы;
- ведение технологии промыслового сбора и транспорт продукции скважин в соответствии с проектными параметрами;
- производство монтажных и ремонтных работ промышленными методами с применением передовой техники и технологии;
- возможность надзора за техническим состоянием трубопроводов;
- предотвращение образований ледяных, гидратных и других пробок;
- защиту трубопроводов от коррозии, вторичных проявлений молний и статического электричества.

Диаметр трубопроводов определяется гидравлическим расчетом и соотносится с сортаментом выпускаемых труб. Диаметр водоводов должен назначаться из условия исключения образования в них осадков взвешенных частиц. Не допускается устройство трубопроводов, транспортирующих продукцию со скоростями ниже критических, при которых из продукции выделяется подстилающий слой воды или твердые осадки.

При прокладке коридора трубопроводов линии электропередачи и связи необходимо размещать по одну сторону автодороги, а трубопроводы – по другую, причем первыми от дороги укладываются водоводы, далее – нефтепроводы, последними – газопроводы.

При разных сроках укладки трубопроводов в траншее, как одного, так и нескольких назначений, расстояния между ними следует принимать с учетом обеспечения сохранности действующего трубопровода при производстве строительно-монтажных работ и безопасности производства работ. Расстояния должны быть не менее указанных в таблице 5 (РД 39-132-94).

Таблица 5

Минимальные расстояния между трубопроводами

Условный диаметр проектируемого трубопровода, мм	Минимальное расстояние между осями проектируемого и действующего трубопроводов, м
До 100 включительно	5
Свыше 100 до 300 включительно	8
Свыше 300 до 600 включительно	11
Свыше 600	14

На нефтяных, нефтегазоконденсатных месторождениях предусматривается подземная прокладка труб.

Наземная прокладка труб применяется на отдельных участках в малонаселенных районах на неустойчивых грунтах, на переходах через водные преграды, овраги, балки, на участках пересечения коридора подземных коммуникаций.

В каждом конкретном случае надземная (наземная) прокладка должна иметь соответствующее обоснование.

Надземная прокладка трубопроводов систем заводнения и захоронения пластовых и сточных вод не допускается.

При строительстве трубопроводов применяются только трубы с изоляционным покрытием, выполненным в заводских условиях. Изоляционное покрытие в полевых условиях наносится только в местах сварочных швов, выполняемых на трассе.

Заказчик осуществляет контроль за соблюдением технологии и качества нанесения изоляционного покрытия в условиях трассы, с составлением соответствующего акта.

Подрядная строительная организация осуществляет 100% контроль состояния изоляционного покрытия приборными методами мест сварочных швов, выполненных в полевых условиях с составлением соответствующего акта.

Диаметры трубопроводов определяются гидравлическим расчетом с учетом ожидаемого газового фактора и соотносятся с сортаментом выпускаемых труб.

Толщина стенки трубопроводов определяется прочностным расчетом в зависимости от категории участка трубопровода, параметров транспортируемой среды и конструктивного решения.

Основные характеристики и области применения стальных труб для капитального строительства и капитального ремонта трубопроводов в ОАО «Сургутнефтегаз» регламентированы Временным перечнем технических условий на трубы, который ежегодно обновляется. (приложение 5)

В зависимости от способа изготовления применяются следующие типы стальных труб:

- бесшовные горячедеформированные (диаметр 57-426 мм, толщина стенки 5-28 мм);

- электросварные прямошовные (диаметр 89-530 мм, толщина стенки 4 -10 мм), сваренные токами высокой частоты с одним продольным швом;

- электросварные прямошовные (диаметр 530-1 220 мм, толщина стенки 7-25 мм), с одним или двумя продольными двухсторонними швами, выполненными дуговой сваркой под слоем флюса.

Трубы изготавливают из углеродистых низколегированных марок сталей, обладающих хорошей технологической свариваемостью, повышенной хладостойкостью и стойкостью против локальной коррозии, с минимальной температурой эксплуатации до минус 60 °С.

При контроле качества строительства на объектах проверяется исполнение следующих требований:

Наличие сертификата на материалы и трубопроводы с маркой стали соответствующей рабочей документации на строительство трубопровода

и рекомендованной для применения на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». (приложение 5)

Укладку трубопровода выполнять согласно проектному решению и принятой технологии на глубину не менее 0,8 м.

Для предохранения изоляции трубопровода от падения больших кусков породы осуществлять присыпку трубопровода мягким привозным или вскрышным грунтом высотой 20 см от верхней образующей трубы.

Переходы трубопровода через дороги различных категорий выполнять с прокладкой кожухов (футляров) – из условия проезда тяжелой техники ПРС и КРС.

При протаскивании трубопровода в защитный кожух наружная поверхность трубы (изоляционное покрытие) должна быть защищена от повреждений путем закрепления на ней опорно-центрирующих устройств из полимерных (диэлектрических) материалов.

Расстояние между трубами выкидных линий и вн/вв – не менее 1 м: из условий сварки потолочным швом при ремонтах (в противном случае ремонт возможен только «операционным» швом, в 10 раз более сложным, чем потолочная сварка).

Трубопроводы при прохождении по водной, болотистой среде должны быть пригружены против всплытия вследствие вибрации или при незаполнении их полости продуктом. Если это требование не выполнено, необходимо сделать соответствующую отметку в паспорте трубопровода.

Не допускается укладка подводных трубопроводов во время паводков, весеннего ледохода и осеннего ледостава.

В исключительных случаях на переходах через водные преграды шириной до 200 м при скоростях течения воды до 0,5 м/с, в период осеннего ледостава может производиться укладка подводных трубопроводов только способом протаскивания по дну.

Технический надзор

В процессе строительства технический надзор со стороны заказчика осуществляет служба технического надзора, определяемая приказом по НГДУ, которая контролирует качество работ, выполняемых подрядной организацией, проверку наличия у исполнителя работ документов о качестве (в установленных случаях – сертификатов) на применяемые материалы, изделия и оборудование, документированных результатов входного контроля и лабораторных испытаний, наличие и правильность ведения исполнителем работ исполнительной документации.

По мере готовности работ и конструкций, показатели качества которых влияют на безопасность объекта и подлежат оценке соответствия требованиям ГОСТ, ГОСТ Р, ТУ и других действующих нормативных документов (далее – оценка соответствия), исполнитель работ не позднее, чем за три рабочих дня извещает заказчика и представителей авторского надзора о сроках проведения оценки соответствия. К работам, которые подлежат оценке соответствия, относятся:

- очистка полости трубопровода;
- испытание трубопровода;

– монтаж узлов переключений, камер пуска (приема) очистных устройств и приборов внутритрубной диагностики (с отметкой о соответствии в рабочих чертежах).

Очистка полости и испытания трубопроводов на прочность и герметичность

Трубопроводы должны подвергаться очистке полости перед пуском в эксплуатацию после полной готовности участка или всего трубопровода (полной засыпки, обвалования или крепления на опорах, установки арматуры, представления исполнительной документации на испытываемый объект).

Способы, параметры и схемы проведения очистки полости трубопроводов устанавливаются рабочим проектом с учетом категории и конструктивных особенностей каждого участка.

Очистку полости трубопроводов выполняют промывкой, продувкой или протягиванием очистных устройств по технологии, определенной СНиП III-42-80. На трубопроводах диаметром 219 мм и более промывку или продувку следует выполнять с использованием очистных поршней.

Трубопроводы должны подвергаться испытанию на прочность и герметичность перед пуском в эксплуатацию после полной готовности участка или всего трубопровода (балластировки, полной засыпки или крепления на опорах, установки арматуры и представления исполнительной документации на испытываемый объект). Способы, параметры и схемы проведения испытания трубопроводов устанавливаются проектом организации строительства с учетом категории и конструктивных особенностей каждого участка.

Вид испытаний (на прочность, герметичность), способ испытания (гидравлическое, пневматическое, комбинированное), величину испытательного давления, продолжительность и метод оценки результатов испытания необходимо принимать в соответствии с проектной документацией. Величина испытательных давлений определяется проектом.

Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом производят после испытания на прочность и путем снижения испытательного давления до максимального рабочего (*Р_{раб.}*) (принимаемого по проекту) и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 часов.

Запрещается проведение испытаний трубопроводов на прочность и продувка их в ночное время.

Трубопровод считается выдержавшим испытания на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания он не разрушился, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным и не было обнаружено.

Ответственность за организацию контроля за строительством, реконструкцией, техническим перевооружением трубопроводов, за организацию входного контроля запорной арматуры, фланцев, фасонных изделий и других материалов и оборудования возлагается на заместителя начальника по капитальному строительству заказчика, а капитальным ремонтом и

ликвидацией трубопроводов – на заместителя начальника по производству заказчика.

Контроль за качеством проектирования возлагается на главного инженера заказчика.

Прием и ввод в эксплуатацию

Приемка законченного строительством трубопровода со всем комплексом сооружений проводится рабочей приемочной комиссией, назначенной заказчиком. В состав рабочей комиссии включаются специалисты служб охраны природы, охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, автоматизации и энергетики.

Проектная организация принимает участие в приемке, если при строительстве объекта осуществлялся авторский надзор.

Акт приемки законченного строительством трубопровода должен быть утвержден заказчиком.

Ввод в эксплуатацию осуществляется после приемки трубопровода в установленном порядке.

Датой ввода в эксплуатацию трубопровода считается дата получения свидетельства о государственной регистрации в соответствующих отделах управлений Федеральной регистрационной службы по Тюменской области, Ханты-Мансийскому и Ямало-Ненецкому автономным округам, Республике Саха (Якутия).

Не допускается эксплуатация трубопровода, не принятого рабочей приемочной комиссией.

Ведение исполнительной документации

Исполнительная документация на трубопровод состоит из текстового и графического материалов, отражающих фактическое исполнение проектных решений и положение объекта капитального строительства и их элементов в процессе строительства, реконструкции, капитального ремонта в соответствии с проектной документацией, и должна соответствовать требованиям РД 11-02-2006. Исполнительная документация ведется лицом, осуществляющим строительство, в состав исполнительной документации должны быть включены:

- исполнительные геодезические схемы;
- исполнительные схемы;
- акты испытания и опробования технических устройств;
- акты освидетельствования геодезической разбивочной основы объекта строительства по форме приложения А, СТО 166-2007;
- акты разбивки осей объекта строительства на местности по форме приложения Б, СТО 166-2007;
- акты освидетельствования скрытых работ по форме приложения В, СТО 166-2007;
- акты освидетельствования ответственных конструкций по форме приложения Г;
- результаты экспертиз, обследований, лабораторных и иных испытаний выполненных работ, проведенных в процессе строительного контроля;

- документы, подтверждающие проведение контроля качества применяемых строительных материалов (изделий);
- документы, отражающие фактическое исполнение проектных решений.

После выдачи органом государственного строительного надзора заключения о соответствии построенного, реконструированного, отремонтированного объекта капитального строительства требованиям технических регламентов (норм и правил), иных нормативных правовых актов и проектной документации **исполнительная документация передается заказчику на постоянное хранение.**

5.3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Общие положения

Для организации эксплуатации промысловых трубопроводов в соответствии с требованиями технологических регламентов в составе НГДУ, УВСИНГ создается специальная служба технического надзора управления, а в подразделениях (цехах) – ответственные за безопасную эксплуатацию трубопроводов, из числа специалистов, аттестованных в областях промышленной и экологической безопасности, для которых деятельность по осуществлению контроля за проектированием, строительством, эксплуатацией, расширением, реконструкцией, капитальным ремонтом, консервацией и ликвидацией внутрипромысловых и промысловых трубопроводов является основной.

В обязанности указанных специалистов входит:

- осуществление технического надзора за строительством, капитальным ремонтом, реконструкцией и ликвидацией трубопроводов в соответствии с требованиями РД 39-132-94.

Эксплуатация трубопроводов должна осуществляться при параметрах, предусмотренных проектом и в соответствии с технологическим регламентом.

Регламенты составляются и утверждаются структурными подразделениями, эксплуатирующими трубопроводы. Регламенты составляются на систему трубопроводов одного цеха в целом. При необходимости регламент может быть разработан на отдельный трубопровод. В этом случае он должен находиться в полном соответствии с регламентом на систему трубопроводов цеха.

Регламенты подписываются руководителем составившей их организации, согласовываются с проектной организацией, разработавшей проект строительства трубопровода, и территориальным органом Госгортехнадзора, утверждаются руководителем эксплуатирующей организации.

В технологическом регламенте должны содержаться требования к эксплуатации трубопроводов с целью поддержания оптимальных параметров работы трубопроводов, их согласования с параметрами работы всего месторождения, установок подготовки нефти, газа и воды.

Технологические регламенты утверждаются с ограничением срока их действия в пределах не более трех лет. Продление срока действия технологического регламента представляются на согласование и утверждение в порядке, установленном для вновь разрабатываемых регламентов.

Ответственность за качество и своевременный пересмотр технологических регламентов несет эксплуатирующая организация.

5.4. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ТРУБОПРОВОДОВ

Наружный осмотр трубопроводов

При эксплуатации трубопроводов основной обязанностью обслуживающего персонала является визуальный контроль за состоянием трассы трубопроводов, элементов и их деталей, находящихся на поверхности земли. Периодичность осмотра трубопровода путем обхода, объезда или облета устанавливается руководством в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером управления.

При осмотре трассы особое внимание следует обратить на:

- выявление возможных утечек, пропусков нефти и газа по выходу на поверхность;
- состояние запорной арматуры, фланцевых соединений, герметичность сальниковых устройств;
- выявление и предотвращение производства посторонних работ и нахождение посторонней техники;
- выявление разрушения обвалования трубопровода, размывов, оползней и т.п.;
- состояние подводных переходов через реки, ручьи, овраги;
- состояние воздушных переходов через различные препятствия;
- состояния пересечений с автомобильными дорогами и железнодорожными путями;
- появление незаконных переездов через трассы трубопроводов;
- состояние сооружений вдоль трассы (линейных колодцев, защитных противопожарных и противокоррозионных сооружений, указательных знаков, аншлагов).

Результаты осмотра фиксируются в журнале обхода трубопроводов.

Контрольный осмотр

Один раз в год все трубопроводы должны подвергаться контрольному осмотру специально назначенными лицами. Время осмотра следует приурочить к одному из очередных ремонтов. Работы, выполняемые при контрольном осмотре, указаны в п.7.5.1.7 РД 39-132-94.

При контрольном осмотре особое внимание должно быть уделено:

- состоянию зон выхода трубопроводов из земли;
- состоянию сварных швов;
- состоянию зон возможного скопления твердых осадков;
- состоянию фланцевых соединений;
- состоянию уплотнений арматуры;
- состоянию и работе компенсирующих устройств, свайных опор;
- вибрации трубопроводов;
- состоянию изоляции и антикоррозионных покрытий;

– состоянию гнутых отводов, сварных тройников, переходов и других фасонных деталей.

Результаты контрольных осмотров и замеров толщин стенок всех трубопроводов должны фиксироваться в документах технического надзора и вноситься в паспорт трубопроводов.

Ревизия трубопроводов и арматуры

Основным методом контроля надежной и безопасной работы трубопроводов являются периодические ревизии, при которых проверяется состояние трубопроводов, их элементов и деталей.

Ревизии проводит служба технического надзора совместно с механиками и начальниками цехов, результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

Сроки проведения ревизии нефтегазосборных трубопроводов устанавливаются администрацией предприятия в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и должны обеспечивать безопасную и безаварийную эксплуатацию трубопроводов в период между ревизиями (табл. 6). Периодичность ревизии трубопроводов должна быть не реже установленной РД 39-132-94.

Таблица 6

Периодичность ревизии трубопроводов

Объект ревизии	Периодичность ревизий трубопроводов по категориям			
	I	II	III	IV
Трубопроводы, находящиеся на расстоянии менее 200 м от мест обслуживания людьми	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 4 года
Трубопроводы, находящиеся на расстоянии более 200 м от мест обслуживания людьми	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 4 года	Не реже одного раза в 8 лет

Работы, выполняемые при ревизии, указаны в п.7.5.2.5 РД 39-132-94.

Объем работ при ревизии трубопроводов определяет отдел технического надзора.

При проведении ревизии трубопровода необходимо:

- освободить трубопровод от рабочей среды, промыть водой и в случае необходимости очистить от отложений и грязи;
- провести тщательный наружный осмотр;
- по возможности провести внутренний осмотр трубопровода;
- промерить ультразвуковым толщиномером толщину стенки в нескольких местах, наиболее подверженных износу;
- проверить качество сварных швов;

- проверить состояние запорной арматуры, крепежа, фланцевых соединений;
- проверить состояние и правильность работы опор, крепежных деталей и выборочно – прокладок;
- испытать трубопровод в случаях производства на нем ремонтных работ;

Результаты ревизии заносят в паспорт трубопровода, затем составляют акт ревизии. Работы, указанные в акте ревизии, подлежат обязательному выполнению в заданные сроки.

Первую ревизию вновь введенных трубопроводов производят не позднее, чем через 1 год.

Диагностика промысловых трубопроводов

В процессе эксплуатации и при ремонте трубопроводов необходимо проводить диагностику их технического состояния. Вид и объем диагностических обследований промысловых трубопроводов определяет техническая служба НГДУ в зависимости от категории трубопровода, аварийности и металлографического исследования аварийных образцов. Диагностические обследования трубопроводов проводит служба технадзора и контроля (например, лаборатория дефектоскопии, выделенная при базе производственного обслуживания) или привлеченная со стороны организация, имеющая соответствующую лицензию на проведение такого вида работ. Периодичность диагностики устанавливается руководством НГДУ, УВСИНГ с учетом местных условий и приурочивается к ревизии трубопроводов, но не реже:

- одного раза в год – для трубопроводов I категории;
- одного раза в 2 года – для трубопроводов II категории;
- одного раза в 4 года – для трубопроводов III категории;
- одного раза в 8 лет – для трубопроводов IV категории.

Срок следующего контроля должен уточняться в зависимости от результатов предыдущего контроля. Оценка состояния контролируемого участка трубопровода может осуществляться одним или несколькими методами технической диагностики.

Основными методами контроля трубопроводов являются:

- ультразвуковой (ГОСТ 1478-86);
- радиографический (ГОСТ 7512-82);
- акустический (ГОСТ 20415-82);
- методы внутритрубной диагностики (телевизионным обследованием или с помощью внутритрубных инспекционных снарядов);
- бесконтактный магнитометрический метод обследования с использованием прибора СКИФ МБС-04 (РД 102-008-2002).

В качестве вспомогательного метода контроля может быть использован магнитопорошковый метод (ГОСТ 21105).

Результаты контроля должны быть зафиксированы в специальных журналах и заключениях и храниться на объектах. В случае обнаружения дефектов составляются мероприятия по их устранению или замене дефектных участков. Если толщина стенки трубопровода уменьшилась и

достигла величины, определяемой п.7.5.4.1 РД 39-132-94, его следует вывести из эксплуатации.

Полученная величина отбраковочного размера не может быть меньше указанной в таблице 7.

Таблица 7

Предельные величины отбраковочного размера

Наружный диаметр D_n , мм	≤ 108 (114)	≤ 219	≤ 325	≤ 377	≥ 426
Наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода, мм	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

Отбраковка труб осуществляется специальной комиссией, назначенной руководителем НГДУ в соответствии с инструкцией и графиком, утвержденным главным инженером НГДУ.

Периодичность испытания трубопроводов

Надежность работы трубопроводов должна проверяться путем периодических гидравлических испытаний на прочность и плотность.

Периодические испытания трубопроводов приурочивают к времени проведения ревизии трубопровода и должна быть равна удвоенной периодичности проведения ревизии, принятой в соответствии с указаниями п.7.5.2.2 РД 39-132-94 для конкретного трубопровода в зависимости от его категории, но не реже одного раза в восемь лет.

Все трубопроводы испытываются на прочность давлением, равным 1,25 от рабочего давления. Выкидные линии скважин и водоводы высокого давления испытывают в течение 6 часов. Нефтеборные и напорные нефтепроводы, водоводы низкого давления, газопроводы – в течение 24 часов.

При невозможности длительной остановки трубопроводов (зимний период и др.) продолжительность испытаний на прочность и плотность по решению руководства может быть изменена.

После испытания на прочность проводятся испытания на плотность давлением, равным рабочему давлению, в течение времени, которое необходимо для тщательного осмотра трубопровода, но не менее 24 часов.

Периодические испытания проводятся под руководством лица, ответственного за их безопасную эксплуатацию, и оформляются актом, на основании которого делается запись в эксплуатационном паспорте трубопровода и назначается срок следующего испытания.

Ремонт трубопроводов

Объемы ремонтных работ на трубопроводах и сроки их выполнения определяются службой технического надзора заказчика по результатам осмотров, диагностических обследований, ревизий, по прогнозируемым режимам транспортирования нефти и газа, установленным предельным

рабочим давлениям, анализу эксплуатационной надежности, в соответствии с местными условиями и требованиями безопасности.

Различают аварийный, текущий и капитальный ремонт трубопроводов.

Аварийный ремонт связан с ликвидацией аварий и повреждений на трубопроводах.

Текущий ремонт (ТР) – минимальный по объему и содержанию плановый ремонт, осуществляемый в процессе эксплуатации и заключающийся в систематически и своевременно проводимых работах по предупреждению от преждевременного износа линейных сооружений, по устранению мелких повреждений и неисправностей. Перечень работ, выполняемых при текущем ремонте, перечислен в п.7.5.6.3 РД 39-132-94.

Сведения о проведенных ремонтах в течение 15 дней должны быть внесены в исполнительную документацию и паспорт трубопровода.

Капитальный ремонт (КР) – наибольший по объему и содержанию плановый ремонт, который проводится при достижении предельных величин износа в линейных сооружениях и связан с полной разборкой, восстановлением или заменой всех изношенных элементов и деталей трубопровода. Перечень работ, проводимых при капитальном ремонте, указан в п.7.5.6.4. РД 39-132-94.

Ремонт нефтепромысловых объектов осуществляется в соответствии с годовыми программами, утвержденными руководителями НГДУ, УВСИНГ, и выполняется силами и средствами специализированных ремонтно-строительных организаций.

Организация работ по ликвидации аварий на трубопроводах

Работы по ликвидации отказов на промысловых трубопроводах выполняются аварийно-восстановительными бригадами (АВБ) в соответствии с планом ликвидации аварий, утвержденным главным инженером.

При возникновении отказа трубопровода (порыв, замораживание, образование пробки и пр.) диспетчер цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ) или центрального пункта подготовки нефти (ЦППН) должен:

- немедленно сообщить об аварии своему руководству и начальнику смены ЦИТС НГДУ;
- перевести скважины на резервную линию или остановить, отключить поврежденный участок и принять меры по ликвидации возникшего отказа в соответствии с планом ликвидации отказов;
- проинформировать начальника смены центральной инженерно-технической службы (ЦИТС) о принятых мерах по ликвидации отказа.

Прибывшая к месту аварии АВБ должна производить ремонтные работы по ликвидации отказа (врезка катушки, частичная или полная замена участка трубопровода и т.п.). Необходимо принять меры к предупреждению дальнейшего растекания нефти, исключив попадание ее в водоемы и населенные пункты. Задействовать силы специальных подразделений для откачки разлитой жидкости, сбора и вывоза замасленного грунта, торфа с последующей рекультивацией нефтезагрязненной территории.

Все отказы, независимо от вида отказа и затраченного времени на ликвидацию, необходимо зарегистрировать в журнале учета отказов трубопроводов в течение 24 часов с момента их возникновения.

Консервация, демонтаж трубопроводов

При временном прекращении эксплуатации трубопроводы должны быть подвергнуты консервации. На период консервации должна быть обеспечена защита от коррозии как наружной, так и внутренней поверхности стенок трубопровода, соблюден режим охранной зоны.

На период временной консервации трубопровод заполняется консервантом (подготовленной нефтью, ингибированной водой или азотом).

Для предотвращения утечек консерванта трубопровод должен быть отсечен от остальной системы трубопроводов концевыми заглушками. Часть консерванта из трубопровода должна быть выпущена перед установкой концевых заглушек (для предотвращения разрушения его частей при термическом расширении консерванта вследствие изменения его температуры).

Секущие задвижки на трубопроводе должны быть приоткрыты на 1/2–1/4 оборота штурвала для выравнивания давления в различных частях путем перетока консерванта при его неравномерном нагревании в трубопроводе. За трубопроводом, находящимся в консервации, должно быть установлено постоянное наблюдение – не реже одного раза в месяц.

К демонтажу трубопровода организация, проводящая работы, имеет право приступить после приемки трубопровода или его участка по акту и получения всей необходимой технической документации от заказчика. Способы и схемы проведения демонтажа устанавливаются проектом. Перед демонтажем трубопровод должен быть опорожнен от газов, нефтепродуктов и продут сжатым воздухом.

После получения разрешения на производство огневых работ можно приступить к подготовке трубопровода под демонтаж, т.е:

- разрезать на демонтируемые части с расчетом повторного использования годных труб;
- обрезать от части, расположенной в местах пересечения с другими трубопроводами, линиями связи, переходами через дороги и т.д.;
- освободить трубопровод от пригрузов (при их наличии), вывезти при грузы из зоны производства работ в места складирования.

При резке трубопровод должен быть вскрыт не менее чем до половины диаметра, затем в верхней части трубопровода следует вырезать технологический люк и через него произвести разрезание нижней части.

Запрещается после демонтажа трубопроводов оставлять выступающие над поверхностью земли трубы, незасыпанные выемки.

В случае вынужденно оставленных торчащих труб и незасыпанных выемок должны быть установлены предупредительные знаки.

При демонтаже трубопроводов должна быть проведена техническая рекультивация всей территории ведения работ, уборки мусора, захоронение строительных остатков.

При работах следует по возможности максимально сократить нарушения растительного покрова.

Техническая документация

При эксплуатации промысловых трубопроводов ведется следующая оперативная документация:

(п.13 РД 39-132-94)

- перечень ответственных трубопроводов, на которые составляется паспорт (приложение 3.). Паспорт трубопровода составляется на систему трубопроводов одного назначения, максимально ограниченную по объему отдельной ветвью трубопровода. Разбивка трубопровода производится по усмотрению руководства цеха. К паспорту прилагается: схема трубопровода с указанием диаметра и толщины стенки, исходной и отбраковочной толщины элементов трубопровода, мест установки арматуры, фланцев, заглушек и других деталей, установленных на трубопроводе, места спускных, продувочных и дренажных устройств, сварных стыков;

Инструкция по ведению и хранению паспортов изложена в приложении 10.

- журнал осмотра трубопроводов со схемами маршрутов обхода, где должны быть отмечены все пересечения и ситуации, указаны открытые и плавающие участки трубопроводов, установки знаков, наличие подъездов, марки запорной арматуры;

- акт ревизии и отбраковки трубопроводов; (приложение 5.)

- удостоверения о качестве ремонтов трубопроводов (первичные документы, подтверждающие качество примененных при ремонте материалов и качество сварных стыков и т.д.);

- акты периодического наружного осмотра трубопровода;

- акты испытания трубопровода на прочность и плотность (приложение 6.);

- акты на ремонт и испытание арматуры (приложение 7.);

- эксплуатационный журнал трубопроводов (ведется для трубопроводов, на которые не составляют паспорт);

- журнал установки-снятия заглушек (приложение 4);

- результаты проверки знаний сварщиков;

- заключения о качестве сварных стыков.

- технологические регламенты на эксплуатацию промысловых трубопроводов;

- схема подземных коммуникаций;

- график осмотра промысловых трубопроводов;

- графики ППР промысловых трубопроводов;

- документ, устанавливающий нормативный срок службы промысловых трубопроводов;

- приказ о назначении лиц, имеющих право выдачи наряд-допусков и разрешений на производство работ по ремонту промысловых трубопроводов;

- график проведения ревизии промысловых трубопроводов;

- график диагностических обследований промысловых трубопроводов;

- график периодических испытаний промысловых трубопроводов;

- инструкция о порядке проведения работ по очистке полости и испытанию промысловых трубопроводов;

- журнал учета разливов нефти;

При расследовании происшедшей аварии составляется акт технического расследования данной аварии в соответствии с формой из прил.5.8.. Все аварии вне зависимости от времени, затрачиваемого на их ликвидацию, и вида отказа необходимо зарегистрировать в журнале учета некатегорийных отказов (приложение 9).

5.5. ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ.

Защита наружной поверхности трубопроводов от коррозии.

Общие положения.

Критериями опасности наружной коррозии трубопроводов являются:

- коррозионная агрессивность среды (грунтов, грунтовых и других вод) по отношению к металлу сооружения (включая биокоррозионную агрессивность грунтов);

- опасное действие блуждающего постоянного и переменного токов.

Воздействие каждого из указанных факторов и тем более их сочетания может в несколько раз сократить срок службы стальных подземных сооружений. Единственно возможным способом борьбы с этим негативным явлением является своевременное применение мер по противокоррозионной защите стальных подземных сооружений.

Тип, конструкция и материал защитного покрытия и средства электрохимической защиты трубопроводов от коррозии должны быть определены в проекте защиты, который разрабатывается одновременно с проектом нового или реконструируемого трубопровода. Противокоррозионную защиту трубопроводов изоляционными покрытиями при любом способе прокладки (подземном, наземном, надземном, подводном) необходимо выполнять согласно требованиям проекта, стандартов, ТУ на изоляционные и оберточные материалы (ГОСТ 9.602-2005, ГОСТ Р 51164-98, ВНТП 3-85).

Коррозия внутренней поверхности трубопроводов.

Коррозия внутренней поверхности металлических трубопроводов обусловлена неоднородностью, как поверхности металла, так и транспортируемой среды по всей технологической линии системы сбора и транспорта.

Факторы, оказывающие максимальное влияние на механизм и интенсивность (скорость) коррозии нефтегазопромысловых трубопроводов:

- высокая обводненность транспортируемой жидкости;
- расслоенный режим движения жидкости;
- концентрация коррозионно-агрессивных газов CO_2 и H_2S (в составе попутного газа), концентрация HCO_3^- в водной фазе;
- температура транспортируемой жидкости;
- механические примеси;
- агрессивные компоненты технологических жидкостей, поступающие в транспортируемую среду при проведении кислотных обработок, глушении и промывке скважин и т.д.;
- знакопеременные циклические деформации вследствие пульсации давления и прочих причин.

Методы защиты трубопроводов от коррозии:

а) технологические:

- 1) отделение и сброс пластовой воды и газа;
- 2) периодическая очистка трубопроводов;
- 3) подбор оптимального диаметра трубопровода;

б) технические, связанные с изменением свойств корродирующего металла:

- 1) использование антикоррозионного покрытия;
- 2) применение труб из коррозионно-стойкого материала;
- в) химические, связанные с изменением свойств коррозионной среды – закачка ингибиторов коррозии.

Выбор способов защиты определяется его эффективностью в каждом конкретном случае, а также экономической целесообразностью.

Оценка коррозионных условий для каждого участка трубопровода и выбор мер защиты в каждом конкретном случае производятся специализированными службами на основании инструкций и методик.

Методы мониторинга коррозии трубопроводов

Методы мониторинга коррозии объединяют в четыре основные группы:

- диагностическое обследование (диагностический метод) – визуальный, неразрушающий;
- измерение скорости коррозии углеродистых сталей и ее изменений во времени по показаниям образцов-свидетелей, датчиков, размещенных в среде, движущейся по трубопроводу) – гравиметрический, электрохимический;
- оценка технологических и физико-химических параметров среды, характеризующих ее коррозионную активность, и изменений этих характеристик во времени;
- анализ статистики отказов оборудования с целью выявления участков с максимальными рисками аварий и наиболее значимых факторов, влияющих на аварийность трубопроводов.

Визуальный метод

Визуальное обследование является качественным методом определения причин коррозионного поражения трубопроводов.

При визуальном обследовании определяются местоположение и тип коррозионного разрушения (характер разрушения поверхности, общая площадь и расположение коррозионных разрушений, форма и глубина локальных коррозионных разрушений).

Факторы, помогающие описать местоположение коррозионного разрушения и определить влияние условий эксплуатации трубопроводов на его развитие:

- *расположение отказа по условному часовому циферблату* – коррозия может быть равномерно распределена по внутренней поверхности трубы или локализована в определенных областях – в верхней части, на дне или по боковым сторонам трубопровода – эти данные очень важны для понимания, какие эксплуатационные условия приводят к развитию коррозии;
- *конструктивные элементы системы (тупики, компенсаторы, др.)* – особенности конструкции, замедляющие или препятствующие движению по-

тока и приводящие к скоплению жидкости и твердых веществ, очень часто становятся причиной внутренней коррозии;

– *профиль трассы трубопровода (низкие участки)* – участки трубопровода с понижением профиля трассы являются потенциальными местами сбора жидкостей (поток газа может вытеснять застойные жидкости вверх по направлению движения потока, поэтому самая агрессивная коррозия не всегда развивается на низшей отметке);

– *монтажные сварные швы или механические соединения* – швы и соединения влияют на развитие коррозии различными способами. Большинство соединений создают локальные изменения режимов потока, а некоторые приводят к развитию трещин в зависимости от конструкции. Швы могут отличаться по металлургическим и химическим характеристикам от основного металла трубы, что является причиной появления гальванических эффектов в зонах термического воздействия и сваривания;

– *отложения, покрытия и т.д.* – любые материалы, имеющиеся на поверхности трубы, могут потенциально способствовать развитию коррозионных поражений;

– *обработка химическими реагентами* – влияние реагентов, применяемых для воздействия на пласт;

– *изменения в технологии конструкционных работ/материалах* – внутренняя коррозия иногда возникает там, где происходят изменения в конструкциях или используемых материалах, например: новый участок трубы, установленный в старую систему, имеющую защитный слой из отложений, может быть слегка анодным по отношению к старой системе, и поэтому будет корродировать быстрее, чем предполагалось; соединение труб, различных по толщине, может привести к нарушению течения у поверхности стыка и образованию отложений в области поперечного сварного шва. Различия в химическом составе и металлургических условиях между соседними соединениями труб или между трубой и поперечным сварным швом могут потенциально способствовать гальванической коррозии.

Гравиметрический метод

Гравиметрический метод заключается в определении потери массы контрольных образцов после экспозиции в транспортируемой среде. Реализация метода происходит путем установки в трубопровод предварительно взвешенных образцов в виде дисков, пластин или цилиндров определенного размера и последующей выдержке в течение определенного времени.

Гравиметрический метод применяется для оценки коррозионной агрессивности транспортируемых сред и эффективности ингибиторной защиты.

Электрохимический метод

Электрохимический метод определения скорости коррозии осуществляется с помощью электрохимических датчиков электрического сопротивления (ЕР) и линейной поляризации (ЛПР). С помощью электрохимических датчиков контролируются коррозионные процессы, протекающие внутри трубопровода в режиме реального времени, с последующей компьютер-

ной обработкой накопленных данных, используемых специалистами НГДУ для проведения анализа текущей коррозионной активности среды и эффективности проведенных мероприятий по защите от коррозии согласно Регламенту Общества [1].

Оценка коррозионной агрессивности среды

Оценка агрессивности транспортируемой среды согласно РД 39-3-669-81 состоит из работ по определению содержания агрессивных компонентов, режимов течения и измерения скорости коррозии гравиметрическим методом.

Определение содержания агрессивных компонентов в транспортируемой среде включает определение следующих параметров: обводненность, общая минерализация, величина pH, содержание в водной фазе сульфат-восстанавливающих бактерий, HCO_3^- , SO_4^{2-} , Cl^- , Fe^{2+} , Fe^{3+} , а также содержание в попутно добываемой воде и газе сероводорода и углекислого газа.

Ультразвуковой контроль

Диагностика состояния трубопроводов производится в соответствии с п.10.4.3. СТО 166-2007 «Безопасная эксплуатация, ревизия, консервация и ликвидация промысловых трубопроводов».

Выбор места установки точек мониторинга коррозии

Выбор участков с повышенной скоростью коррозии целесообразно проводить на основе фактических данных по аварийности и результатам технической диагностики или приоритетности трубопровода.

Количество узлов контроля на участках с повышенной скоростью коррозии должно определяться с учетом ответственности трубопровода и рисков при его эксплуатации.

Установку точек мониторинга коррозии необходимо осуществлять на следующих участках трубопроводов:

- на конечном участке основного направления;
- с локализацией отказов по внутренней коррозии;
- с коррозионными повреждениями, выявленными дефектоскопией;
- с вероятным повышенным коррозионным износом, а именно:
 - с ламинарным режимом перекачки жидкости;
 - с максимальным выделением водной фазы;
- на пониженных участках трассы трубопровода;
- на восходящих и прямолинейных участках трубопровода, удаленных от устройств, возмущающих поток (секущие задвижки, повороты, врезки и т.д.).

При выборе места для мониторинга коррозии необходимо учитывать удобство обслуживания точек мониторинга, возможность подъезда в любое время года, и другие условия, позволяющие регулярное и долгосрочное проведение работ.

На участках трубопровода, выбранных для оборудования точек мониторинга коррозии, строго вертикально по верхней образующей трубы врезается патрубок с условным проходом 50-80 мм и высотой 100-300 мм.

На патрубок устанавливают задвижку Ду 80. К ответному фланцу задвижки приваривают лубрикатор высотой 100-200 мм для дальнейшего монтажа устройства для зондирования трубопровода.

Отверстие в стенке трубопровода должно выполняться точно по центру патрубка и иметь диаметр не менее 40 мм.

В каждой контрольной точке должно быть выполнено не менее двух врезок на расстоянии 1-2 м друг от друга (СТП 57.00.065-86).

После окончания работ по оборудованию точек мониторинга участки трубопровода с поврежденной изоляцией и места сварки очищаются от шлака и грязи и тщательно изолируются.

Точки мониторинга ограждаются с учетом удобства проведения исследовательских работ.

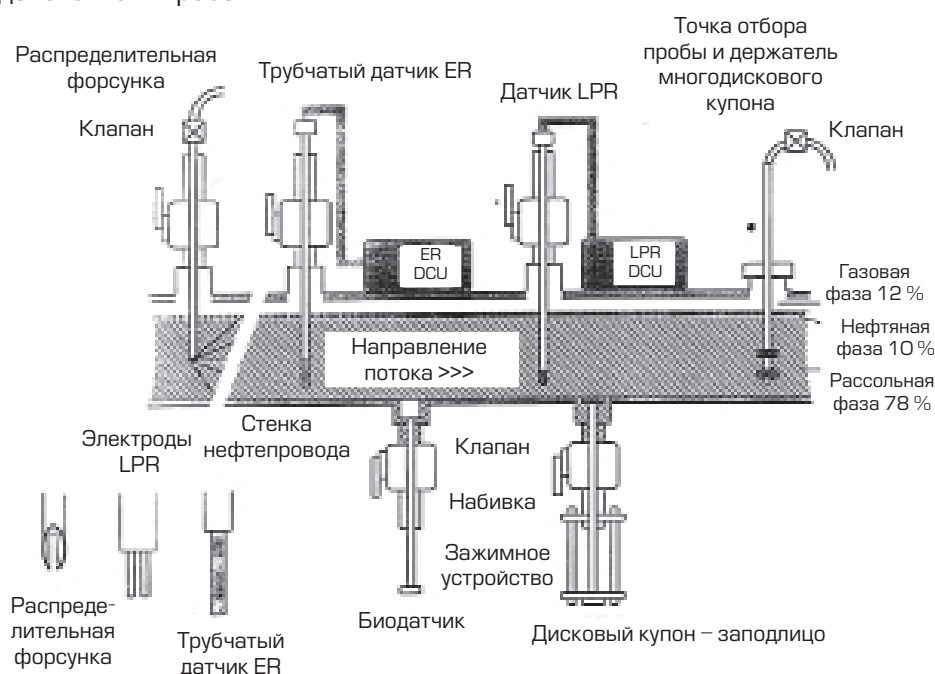


Рис. 6. Схема мониторинга коррозии трубопроводов

Ингибиторная защита

Цели ингибирования зависят от текущего состояния трубопроводов:

- для новых трубопроводов – обеспечение их безаварийной эксплуатации в течение всего срока службы;
- для эксплуатирующихся безаварийных трубопроводов – продление срока службы до даты вывода из эксплуатации;
- для аварийных трубопроводов – снижение аварийности.

Принятию решения о применении ингибиторной защиты трубопроводов должен предшествовать анализ технологических характеристик трубопроводной системы. В случае принятия решения о применении ингибиторной защиты составляется перечень ответственных трубопроводов для включения в программу ингибиторной защиты (приложение А).

В случае отказа от ингибиторной защиты должно быть подготовлено обоснование. Обоснование отказа от ингибиторной защиты должно быть основано на оценке рисков, связанных:

- с повышенной аварийностью;
- с необходимостью преждевременной замены трубопроводов.

Применению подлежат ингибиторы, вошедшие в Отраслевой реестр химпродуктов [4], прошедшие стендовые и промышленные испытания, при положительных результатах тестов на совместимость с деэмульгаторами.

Организация ингибиторной защиты

Ингибиторная защита включает в себя следующие стадии:

- разработка технологического регламента на применение ингибитора коррозии (РД 39-132-94): разрабатывается технология ингибирования, определяются основные мероприятия и операции, которые необходимо выполнять для достижения эффективного снижения скорости коррозии, определяются основные параметры, контролируемые в процессе ингибирования, задается периодичность их контроля;
- организация и исполнение запланированных в регламенте по ингибиторной защите мероприятий и систематизация полученных результатов;
- контроль и оптимизация ингибиторной защиты: производится определение эффективности защиты, выполняются корректирующие действия и вносятся изменения в регламент ингибиторной защиты и в организацию работ.

Примечание. Для каждого трубопровода вопрос защиты от внутренней коррозии решается индивидуально.

Технология и техника ингибиторной защиты трубопроводов

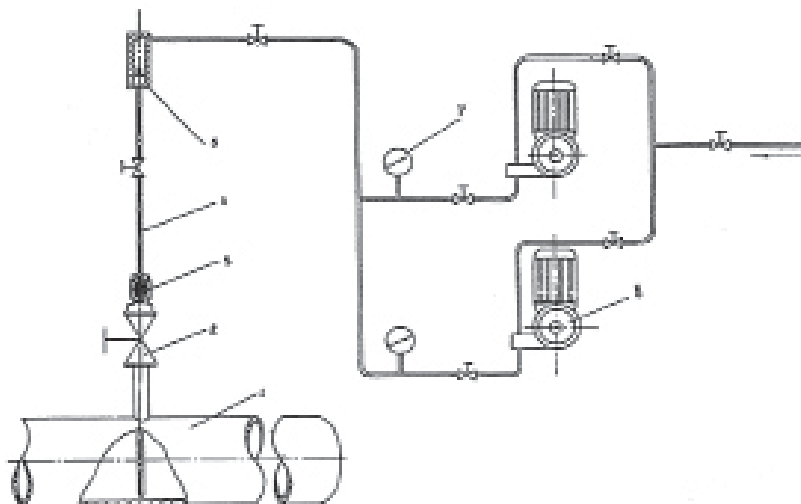
Для защиты трубопроводов от внутренней коррозии применяются два технологических процесса ингибирования, отличающиеся способом дозирования реагента – постоянное и периодическое.

Технология постоянного дозирования предусматривает создание адгезионной защитной пленки ингибитора на поверхности трубопровода и последующее поддержание ее в эффективном состоянии закачкой ударной (кратковременной) и рабочей (постоянной) дозировок. Технологическая схема подачи ингибиторов коррозии приведена на рисунке 7.

Технология периодического дозирования предусматривает закачку ингибитора в течение непродолжительного времени, необходимого для создания стабильной защитной пленки на поверхности трубопровода.

Технология ингибирования трубопроводов выбирается согласно рекомендациям (РД, ТУ) по применению данного ингибитора и технологическим особенностям защищаемой системы.

Для дозирования ингибиторов, подаваемых в трубопроводы, применяют передвижные и стационарные установки, выбор которых для каждого технологического процесса ингибирования определяется условиями работы промыслов. Параметры блоков дозирования реагентов «ОЗНА-дозатор», наиболее распространенной на объектах ОАО «Сургутнефтегаз» приведены в таблице 2.

**Рис. 7. Технологическая схема подачи ингибитора**

1 – трубопровод, 2 – задвижка вантуза, 3 – лубрикатор, 4 – зонд,
5 – обратный клапан, 6 – дозировочный агрегат, 7 – манометр

Таблица 2

Параметры блоков дозирования реагентов «ОЗНА-дозатор»

Параметры и размеры	Модификация					
	БДР-2,5		БДР-10	БДР-25		
	БДР-2,5/1	БДР-2,5/4	БДР-10/1	БДР-25/1	БДР-25/2	БДР-25/3
Объем технологической емкости, м ³	2,5	1 м ³ (2 шт.)	2,5	4	5	4
Объем расходной емкости, м ³	-	-	-	0,4	0,4	0,4
Производительность насоса дозатора, л/ч, не более НД 2,5/400 НД 1,6/63 НД 4,0/63 НД 25/40	2,5	2,5	10	2,5 1,6 4,0 25	2,5	10
Рабочее давление, МПа, не более НД 2,5/400 НД 1,6/63 НД 4,0/63 НД 25/40	10	10	10	10 4,0 4,0 0,4	10	10
Максимальная потребляемая мощность, кВт, не более	5,5	5,9	5,5	5,9	10,3	5,9
Габаритные размеры, мм, не более длина: ширина высота Масса блока БДР, кг, не более	5 480 2 240 2 360 4 500	5 480 2 240 2 360 4 500	5 480 2 240 2 360 4 500	5 480 2 240 2 250 4 500	5 780 3 200 2 250 5 000	5 480 2 240 2 250 4 500

Установка, предназначенная для дозированной подачи ингибиторов в трубопроводы, должна обеспечивать:

- прием ингибитора в состоянии для закачки из автоцистерны или бочки без остановки технологического процесса;
- поддержание текучести ингибитора подогревом его емкости до 20-50 °С перед подачей на дозирочные насосы;
- циркуляцию ингибитора в рабочей емкости.

Емкость для ингибитора должна быть оборудована дыхательным клапаном, указателем уровня и устройством для слива остатков.

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель
генерального директора
ОАО «Сургутнефтегаз»
А.С.Нуряев
« 02 » марта 2009г.

Временный перечень технических условий (ТУ),
основные характеристики и область применения труб для капитального строительства
и капитального рреонта трубопроводов в ОАО «Сургутнефтегаз» на 2009-2010гг.

Номер технических условий	Выпускаемый сортмент		Марка стали	Класс прочности	Тип трубы	Объемная термообработка	Поставщик (завод-изготовитель)
	диаметр, мм	толщина стенки, мм					
Нефтепроводы							
14-158-136-2007	530-1 220	7-22	20, 20КХТ	52	Прямошовная	Нет	ЗАО ТД «Уралтрубосталь» (ОАО «ЧТПЗ»)
14-3Р-91-2004	57-426	5-28	20КТ	52	Бесшовная	Да	ЗАО «ТД «ТМК», ОАО «СинТЗ», ОАО «СТЗ», ОАО «ТАГМЕТ», ОАО ВТЗ»
14-1-5491-2004	530-1 020	7-25	20КСХ	52	Прямошовная	Нет	ООО «ОМК-Сталь» (ОАО «ВМЗ»)
14-1-5433-2005	114-530	5-10	20КСХ	52	Прямошовная	Да	ООО «ОМК-Сталь» (ОАО «ВМЗ»)
14-3Р-98-2008	114-530	5-10	20КСХ	52	Прямошовная	Да	ЗАО «ТД «ТМК», ОАО «СТЗ», ОАО «ТАГМЕТ»
39-0147016-115-2000	168-377	6,7-16	20КФ	52	Бесшовная	Да	ООО «Интергайп-Т» (ОАО «НТЗ»)
Нефтегазопроводы (нефтесборные Т площадные трубопроводы)							
14-158-136-2007	530-1 1220	7-22	20, 20КСХ	52	Прямошовная	Нет	ЗАО ТД «Уралтрубосталь» (ОАО «ЧТПЗ»)
14-3Р-91-2004	57-426	5-28	20КТ	52	Бесшовная	Да	ЗАО «ТД «ТМК», ОАО «СинТЗ», ОАО «СТЗ», ОАО «ТАГМЕТ», ОАО ВТЗ»

Номер технических условий	Выпускаемый сортмент		Марка стали	Класс прочности	Тип трубы	Объемная термообработка	Поставщик (завод-изготовитель)
	диаметр, мм	толщина стенки, мм					
14-1-5491-2004	530-1 220	7-25	20КСХ	52	Прямостоячая	Нет	ООО «ОМК-Сталь» (ОАО «ВМЗ»)
14-3Р-98-2008	114-530	5-10	20КСХ	52	Прямостоячая	Да	ЗАО «ТД «ТМК» (ОАО «СТЗ», ОАО «ТАГМЕТ»)
14-1-5433-2005	114-530	5-10	20КСХ	52	Прямостоячая	Да	ООО «ОМК-Сталь» (ОАО «ВМЗ»)
Низконапорные водоводы							
14-158-136-2007	530-1 220	7-22	20, 20КСХ	52	Прямостоячая	Нет	ЗАО ТД «Уралтрубосталь» (ОАО «НППЗ»)
14-3Р-91-2004	57-426	5-28	20КТ	52	Бесшовная	Да	ЗАО «ТД «ТМК» ОАО «СинТЗ», ОАО «СТЗ», ОАО «ТАГМЕТ», ОАО «ВТЗ»
14-1-5491-2004	530-1 220	7-25	20КСХ	52	Прямостоячая	Нет	ООО «ОМК-Сталь» (ОАО «ВМЗ»)
14-1-5433-2005	114-530	5-10	20КСХ	52	Прямостоячая	Да	ООО «ОМК-Сталь» (ОАО «ВМЗ»)
14-3Р-98-2008	114-530	5-10	20КСХ	52	Прямостоячая	Да	ЗАО «ТД «ТМК» (ОАО «СТЗ», ОАО «ТАГМЕТ»)
Высоконапорные водоводы							
14-3Р-91-2004	57-426	5-28	20КТ	52	Бесшовная	Да	ЗАО «ТД «ТМК» ОАО «СинТЗ», ОАО «СТЗ», ОАО «ТАГМЕТ», ОАО «ВТЗ»
39-0147016-115-2000	168-377	6, 7-16	20КФ	52	Бесшовная	Да	ООО «Интерлайн-Т» (ОАО «НТЗ»)
Газопроводы, магистральные нефтепроводы							
14-158-136-2007	530-1 220	7-22	20, 20КСХ	52	Прямостоячая	Нет	ЗАО ТД «Уралтрубосталь» (ОАО «НППЗ»)
14-3Р-91-2004	57-426	5-28	20КТ	52	Бесшовная	Да	ЗАО «ТД «ТМК» ОАО «СинТЗ», ОАО «СТЗ», ОАО «ТАГМЕТ», ОАО «ВТЗ»
14-1-5491-2004	530-1 220	7-25	20КСХ	52	Прямостоячая	Нет	ООО «ОМК-Сталь» (ОАО «ВМЗ»)
14-1-5433-2005	114-530	5-10	20КСХ	52	Прямостоячая	Да	ООО «ОМК-Сталь» (ОАО «ВМЗ»)
14-3Р-98-2008	114-530	5-10	20КСХ	52	Прямостоячая	Да	ЗАО «ТД «ТМК» (ОАО «СТЗ», ОАО «ТАГМЕТ»)
39-0147016-115-2000	168-377	6, 7-16	20КФ	52	Бесшовная	Да	ООО «Интерлайн-Т» (ОАО «НТЗ»)
ГОСТ, ТУ согласно проектной документации				ОБГП, 13Г1С, 17Г1С, и др.			

Примечание: 1. Плотность коррозионно-активных неметаллических включений [КАНВ] в металле труб должна быть не более 2 шт./мм² площади микрошлифа. Контроль КАНВ проводится по методике ФГУП «НИИХИ им.Л.Я.Карлова» и ОАО «Северсталь» в объеме шести образцов от плавки.

2. ТУ 14-ЗР-91-2004 – допускается легирование стали нобием а ванадием, не превышающими в сумме массовой доли 0,07%.

3. ТУ 14-5433-2005 – предельные отклонения по наружному диаметру труб должны соответствовать предельным отклонениям при повышенной точности изготовления.

4. Наружная антикоррозийная защитная изоляция труб должна соответствовать техническим требованиям ОАО «Сургутнефтегаз» к наружной антикоррозийной защитной изоляции труб (в соответствии с «Перечнем видов защитных изоляционных покрытий стальных труб для проектирования, капитального строительства и капитального ремонта промысловых и площадочных трубопроводов на объектах ОАО «Сургутнефтегаз»).

5. При внесении дополнений и изменений к указанным техническим условиям на трубы оформляется Дополнение к временному перечню.

СОГЛАСОВАНО

Начальник управления капитального строительства производственных объектов	С.В.Савенков
Главный инженер «СургутНИПИнефть»	В.С.Мамутин
Заместитель начальника управления экологической безопасности и природопользования	А.В.Драндусов
Заместитель начальника управления капитального ремонта нефтепромысловых объектов	А.А.Ким
Главный сварщик	Е.В.Савилов
Начальник производственного отдела по подготовке нефти	А.П.Корнейчук
Начальник производственного отдела по добычи нефти и поддержанию пластового давления	В.Г.Денисов

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель
генерального директора
ОАО «Сургутнефтегаз»
_____ А.С.Нуряев
« 02 » марта 2009г.

Дополнение №1
к временному перечню технических условий (ТУ), основные характеристики
и область применения труб для капитального строительства и капитального ремонта трубопроводов
в ОАО «Сургутнефтегаз» на 2009-2010 гг.

Номер технических условий	Выпускаемый сортaмeнт		Марка стали	Класс прочности	Тип трубы	Объёмная термообработка	Поставщик (завод-изготовитель)
	диаметр, мм	толщина стенки, мм					
Нефтепроводы							
14-158-136-2007 (с изменением №1)	530-1 220	7-22	20, 20КСХ	52	Прямошовная	Нет	ЗАО ТД «Уралтрубосталь» (ОАО «ЧТПЗ»)
Нефтегазопроводы (нефтесборные и площадочные трубопроводы)							
14-158-136-2007 (с изменением №1)	530-1 220	7-22	20, 20КСХ	52	Прямошовная	Нет	ЗАО ТД «Уралтрубосталь» (ОАО «ЧТПЗ»)
Низконапорные водоводы							
14-158-136-2007 (с изменением №1)	530-1 220	7-22	20,20КСХ	52	Прямошовная	Нет	ЗАО ТД «Уралтрубосталь» (ОАО «ЧТПЗ»)
Газопроводы, магистральные нефтепроводы							
14-158-136-2007 (с изменением №1)	530-1 220	7-22	20, 20КСХ	52	Прямошовная	Нет	ЗАО ТД «Уралтрубосталь» (ОАО «ЧТПЗ»)

Примечание: 1. Дополнение №1 предусматривает введение с 08.04.2009 изменение №1 к ТУ 14-158-136-2007.
2. Плотность коррозионно-активных неметаллических включений (КАНВ) в металле труб должна быть не более 2 шт./мм² площади микрошлифа. Контроль КАНВ проводится по методике ФГУП «НИИХИ им.Л.Я.Карпова» и ОАО «Северсталь» в объеме шести образцов от плавки.

СОГЛАСОВАНО

Начальник управления капитального строительства производственных объектов	С.В.Савенков
начальник управления по капитальному ремонту нефтепромысловых объектов	И.А.Вильданов
Главный инженер «СургутНИПИнефть»	В.С.Мамутин
Начальник управления экологической безопасности и природопользования	Л.А.Малышкина
Главный механик	С.В.Медведев
Начальник производственного отдела по подготовке нефти	А.П.Корнейчук

Приложение 3

ПАСПОРТ ТРУБОПРОВОДА

Наименование предприятия _____

Цех _____

Наименование и назначение трубопровода _____

Год пуска в эксплуатацию _____

Общая протяженность трубопровода, км _____

Рабочая среда _____

Рабочие параметры: давление _____
температура _____

№ п/п	Наименование участка или обозначение его на схеме	Наружный диаметр и толщина стенки трубы, мм	Протяженность участков трубопровода, м

Перечень схем, чертежей и других документов, предъявляемых при сдаче трубопроводов в эксплуатацию, предусмотренных СНиПом, действующими Правилами, специальными техническими условиями или проектом

(с указанием места хранения документов или с приложением их копий)

ДАННЫЕ О МОНТАЖЕ

(заполняется для вновь вводимых трубопроводов)

Трубопровод смонтирован _____
(наименование монтажной организации)

в полном соответствии с проектом, разработанным _____

(наименование проектной организации)

по рабочим чертежам _____
(номера чертежей)

Род сварки, применявшейся при монтаже трубопровода _____

Данные о присадочном материале _____

(тип, марка, ГОСТ или ТУ)

Сварка трубопровода произведена в соответствии с требованиями РД 38.13.004-86 сварщиками, прошедшими испытания в соответствии с «Правилами испытания электросварщиков и газосварщиков», утвержденными Госгортехнадзором России _____

Данные о материалах, из которых изготовлен трубопровод:

А. Сведения о трубах и сварных фасонных деталях

N п/п	Наименование элементов, их расположение на схеме	Размеры	Марка стали	ГОСТ или ТУ

Б. Фланцы и крепежные детали

N п/п	Наименование элементов, их расположение на схеме	Размеры, давление условное	Марка стали	ГОСТ или ТУ

В. Арматура и фасонные детали (литые и кованные)

N п/п	Наименование элементов, их каталожное обозначение, расположение на схеме	Размеры, давление условное	Материал	ГОСТ или ТУ

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЯ

(заносятся данные последних испытаний)

Трубопровод испытан на прочность гидравлическим (пневматическим) пробным давлением _____

При давлении _____

трубопровод был осмотрен; обнаружено _____

При испытании на плотность давлением _____

трубопровод выдержал при этом давлении _____ часов

Падение давления за время испытания, отнесенное к одному часу, составило _____ % в час.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Трубопровод изготовлен и смонтирован в соответствии с действующими правилами и нормами и признан годным к работе _____

Подпись владельца трубопровода _____
(должность, Ф. И. О.)

Подпись представителя монтажной организации (обязательна только для вновь вводимых трубопроводов) _____
(должность, Ф. И. О.)

Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопровода

Номер и дата приказа о назначении	Фамилия, имя, отчество, должность	Подпись ответственного лица

Запись о ремонте и переустройстве трубопровода

Дата	Основание	Характер произведенных работ

Запись результатов освидетельствования и ревизии трубопроводов

Дата	Результат освидетельствования, ревизии	Срок следующего освидетельствования, ревизии	Подписи ответственных лиц, производивших освидетельствование

Формуляр замера деталей трубопровода

Номера точек по схеме	Первоначальный диаметр и толщина, мм	Отбраковочный размер, мм	Толщина по промеру, мм	Метод замера	Подпись	Примечание

Результаты ультразвуковой толщинометрии и прогнозирования внутренней коррозии

1. Контролируемый участок: начало _____
конец _____

2. Расположение контрольных отрезков:

Номер отрезка	Координата	Длина, м

Результаты измерений и прогноза

Дата	Значения				Наработка до отказа, лет
	наблюдаемые		прогнозируемые		
	максимальная глубина, мм	скорость коррозии, мм/год	максимальная глубина, мм	скорость коррозии, мм/год	

СХЕМА ТРУБОПРОВОДА

Вносится схема конкретного объекта

РЕГИСТРАЦИЯ ТРУБОПРОВОДА

Трубопровод зарегистрирован за № _____

в ОГМ _____

В паспорте пронумеровано _____ страниц и прошнуровано всего _____ листов.

(должность, Ф. И. О. регистрирующего лица)

(подпись)

«_____» _____ 19__ г.

Приложение 4

ЖУРНАЛ УЧЕТА УСТАНОВКИ-СНЯТИЯ ЗАГЛУШЕК

В цехе _____ НГДУ _____.

№ п/п	Дата установки заглушки	Точное место установки заглушки на трубопроводе (номер по схеме)	Номер партии заглушки РУ, ДУ	Должность, Ф. И. О. лица, давшего указание на установку заглушки	Подпись	Дата снятия заглушки	Должность, Ф. И. О. лица, давшего указание на снятие заглушки	Подпись

Приложение 5

УТВЕРЖДАЮ
Главный механик НГДУ

«____» _____ 19 ____ г.

**АКТ
РЕВИЗИИ И ОТРАБОТКИ ТРУБОПРОВОДОВ**

по цеху _____ в период с _____ по _____ 19 ____ г.

Произведена ревизия трубопроводов _____

Результаты ревизии приведены ниже.

№ п/п	Наименование и назначение трубопровода. Подробное описание характера выявленных дефектов и место их расположения	Среда	Рабочие параметры		Категория трубопровода	Исполнитель	Сроки устранения дефекта
			давление Р, МПа	температура, t, °С			

Начальник ОТН _____

Начальник цеха _____

Механик цеха _____

Инженер ОТН _____

Примечание. К акту должны быть приложены квалифицированно составленные эскизы по каждому дефектному участку трубопровода для передачи его исполнителю с указанием на нем:

- а) наименования трубопровода и параметров его работы;
- б) точного расположения дефектного участка, подлежащего замене;
- в) вида трубы, ее материала и размеров;
- г) типа и материала на фланцы, шпильки, прокладки, опоры;
- д) размера и материала на фитинги и детали врезок (ответвлений);
- е) марок сварочных материалов.

Приложение 6

**АКТ ИСПЫТАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ
НА ПРОЧНОСТЬ И ПЛОТНОСТЬ**

НГДУ _____ Цех _____

« _____ » _____ 19 ____ г.

Произведено испытание нижеперечисленных трубопроводов

№ п/п	Наименование трубопровода	Рабочие параметры		Вид испытания					
				на прочность			на плотность		
		давление Р, МПа	температура t, °С	гидравлическое или пневматическое	испытательное давление, МПа	продолжительность испытания, ч	гидравлическое или пневматическое	испытательное давление, МПа	продолжительность испытания, ч

Трубопроводы, перечисленные в настоящем акте, испытание выдержали и могут быть допущены к дальнейшей эксплуатации.

Начальник цеха _____

Механик цеха _____

Приложение 7

АКТ НА РЕМОНТ И ИСПЫТАНИЕ АРМАТУРЫ

в период с «___» _____ 19___ г. по «___» _____ 19___ г.

Произведены ремонт и испытание нижеперечисленной арматуры

№ п/п	Наименование, номер, шифр арматуры	Наименование трубопровода, место установки арматуры	Отметка о ремонте, связанном со сваркой			Сведения о замененных деталях и их материал	Арматура испытана		Примечание
			Ф. И. О. сварщика и № его удостоверения	сведения о сварочных материалах, № сертификата и качество сварки	сведения о термообработке		на прочность давлением, МПа	на плотность давлением, МПа	

Заключение. Ремонт и испытание арматуры произведены в соответствии с требованиями «Правил по эксплуатации, ремонту и отбраковке внутри-промысловых трубопроводов». Арматура испытание выдержала и может быть допущена к дальнейшей эксплуатации в соответствии с паспортными данными.

Начальник цеха (производившего ремонт) _____

Ответственный исполнитель _____

Лицо, принявшее арматуру из ремонта _____

Приложение 8

**АКТ
ТЕХНИЧЕСКОГО РАССЛЕДОВАНИЯ
НЕКАТЕГОРИЙНОГО ОТКАЗА ТРУБОПРОВОДА**УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер_____
(подпись, Ф. И. О.)

«____» _____ 19____ г.

от «____» _____ 19____ г.

гор. _____

(наименование трубопровода)

Составлен комиссией

Председатель _____
(должность, Ф. И. О.)Члены комиссии: 1. _____
(должность, Ф. И. О.)2. _____
(должность, Ф. И. О.)3. _____
(должность, Ф. И. О.)

Комиссия установила:

Характеристика и свойства объекта	Данные расследования отказа объекта
Дата возникновения отказа Место отказа (пикет – ± м)	
Техническая характеристика и условия эксплуатации нефтепровода	
Дата ввода в эксплуатацию Диаметр, толщина стенки, мм Марка стали Тип внутренней антикоррозионной защиты (по проекту и фактический) Состояние наружной изоляции Дата гидравлического испытания и величина давления (последнего), МПа Проектное рабочее давление, $P_{РАБ}$ Величина $P_{РАБ}$ в момент отказа, МПа Характеристика грунта	

Характеристика и свойства объекта	Данные расследования отказа объекта
Глубина заложения, м Температура перекачиваемой жидкости, °С Обводненность продукции фактическая, %	
Характеристика ремонтно-восстановительных работ	
Дата, время и способ обнаружения отказа Время перекрытия аварийного участка ПТ Время остановки перекачки Время начала и конца вскрытия аварийного участка Время окончания ликвидации отказа Способ ликвидации отказа Время возобновления перекачки	
Причина отказа. Последствия отказа	
Простой, ч Затраты на ликвидацию отказа, тыс.руб. Потери в добыче нефти, т; ее стоимость, тыс.руб. Другие последствия отказа Общий ущерб от отказа, тыс.руб. Организация и должностные лица, виновные в отказе	
Предлагаемые оргтехмероприятия и сроки их исполнения Приложения к акту технического расследования	
Эскиз (фото) разрушения с указанием размеров Эскиз площади, залитой нефтью Расчет потерь при добыче нефти Справка о фактических затратах (с расчетом затрат) Исполнительная документация по ликвидации отказа Выписка из журнала оперативного учета работы промыслового трубопровода Заключение научно-исследовательского института (лаборатории) об исследовании дефектных образцов (при необходимости) Объяснительные записки и другие материалы (при необходимости)	

Председатель комиссии _____

Члены комиссии _____

(предприятие, цех)

№ п/п	Наименование промышленного трубопровода	Характеристика трубопровода				Время обнаружения отказа, ч, мин	Работы по ликвидации отказа		Время возобновления работы: число, месяц, ч, мин	Причина отказа	Последствия отказа		Степень отказа
		дата ввода в эксплуатацию	диаметр, мм	рабочее давление $P_{\text{раб}}$, МПа	фактическое давление, МПа		начало, число, месяц	конец, число, месяц			потери нефти, т	затраты на ликвидацию	

ИНСТРУКЦИЯ по ведению и хранению паспортов на нефтепромысловые трубопроводы

1. Настоящая инструкция разработана на основании требований РД 39-132-94 «Правил по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов», ПБ 08-624-03 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденных постановлением Госгортехнадзора России от 05.06.2003 №56, определяет общие требования по ведению и хранению паспортов на нефтепромысловые трубопроводы.

2. Порядок ведения паспорта трубопровода

2.1. Паспорт оформляется на каждый участок трубопровода (ветвь трубопроводов) согласно составленному перечню ответственных трубопроводов, количество участков (ветвей трубопроводов) в перечне должно соответствовать количеству зарегистрированных паспортов в группе технического надзора отдела промышленной безопасности НГДУ (далее по тексту – ГТН ОПБ).

Паспорт оформляется цехом-владельцем трубопровода и регистрируется в ГТН ОПБ в пятнадцатидневный срок с момента запуска в работу трубопровода (прием трубопровода рабочей комиссией).

В паспорт вносятся записи и вкладываются акты ревизии, диагностики (УЗТ), испытания трубопровода на прочность и плотность, результаты контрольного осмотра (освидетельствования), в пятнадцатидневный срок с момента составления акта.

2.2. Страница №1 паспорта трубопровода – Паспорт трубопровода – содержит информацию капитального строительства:

- наименование и назначение трубопровода – указывается наименование трубопровода по проекту, в скобках – наименование участка указанное в перечне ответственных трубопроводов;
- год пуска в эксплуатацию – год капитального строительства;
- общая протяженность трубопровода, км, рабочие параметры – из проекта.

Примечание: в случае отсутствия информации (утрачены проектная и исполнительная документация), протяженность берется фактическая (из GEOMEDIA), рабочие параметры по аналогии с проектами на трубопроводы по техническим характеристикам и особенностям эксплуатации, схожим с данным трубопроводом.

Ниже приведен пример внесения записи:

№ п/п	Наименование участка или обозначение его на схеме	Наружный диаметр и толщина стенки трубы, мм	Протяженность участков трубопровода, м
1	НЕФТЕГАЗОПРОВОД К.468-т.082 (позиция №1-6)	114×6	860

2.3. Страница №3 паспорта трубопровода – Данные о монтаже – содержит информацию капитального строительства:

- вносится строительно-монтажная организация;
- проектная организация и номер проекта;
- род сварки, вид электродов и ГОСТ (ТУ) на его изготовление;
- сварка производится в соответствии с требованиями РД 38.13.004-86 (ВСН 005-88) сварщиками, прошедшими испытания в соответствии с «Правилами испытания электросварщиков и газосварщиков», утвержденными Госгортехнадзором России;
- указывается фамилия сварщиков.

Примечание: информация берется из проектной документации. В случае отсутствия данных о строительно-монтажной организации, проектной организации, номера проекта и сведений о сварщиках и сварочном материале, трубопровод подлежит диагностическому обследованию.

Владельцем трубопровода составляется перечень нефтепромысловых трубопроводов с отсутствующей проектной и исполнительной документацией.

2.4. Страница №4 паспорта трубопровода – Данные о материалах, из которых изготовлен трубопровод – содержит информацию капитального строительства:

- вносятся данные о наименовании и марки стали, ГОСТ или ТУ из сертификатов, вложенных в исполнительную документацию.

Примечание: в случае отсутствия данных о материалах, из которых изготовлен трубопровод, вносится запись по результату лабораторного обследования.

Владельцем трубопровода составляется перечень нефтепромысловых трубопроводов подлежащих обследованию.

2.5. Страница №5 паспорта трубопровода – А. Сведения о трубах и сварных фасонных деталях – информация капитального строительства:

- вносятся сведения из исполнительной документации.

Примечание: в случае отсутствия сведений о трубах и сварных фасонных деталях, сведения вносятся по результату лабораторного обследования.

Владельцем трубопровода составляется перечень нефтепромысловых трубопроводов подлежащих обследованию.

Ниже приведен пример внесения записи:

№ п/п	Наименование элементов, их расположение на схеме	Размеры	Марка стали	ГОСТ или ТУ
1	Труба стальная бесшовная горячедеформированная нефтегазопроводная повышенной стойкости против локальной коррозии (позиция №1)	114×6,0 мм	20ДС	ТУ 14-161-174-97
2	Отводы (позиция №2)	114×6,0 мм 90 градусов	09Г2С	ГОСТ 5520-79

2.6. Страница №6 паспорта трубопровода – Б. Фланцы и крепежные детали – информация капитального строительства:

– вносятся сведения из исполнительной документации.

Примечание: в случае отсутствия сведений о фланцах и крепежных деталях, сведения вносятся по результату лабораторного обследования.

Владельцем трубопровода составляется перечень нефтепромысловых трубопроводов подлежащих обследованию.

Ниже приведен пример внесения записи:

№ п/п	Наименование элементов, их расположение на схеме	Размеры, давление условное	Марка стали	ГОСТ или ТУ
1	Фланец (позиция №3)	$D_y - 100$ мм; $P_y - 40$ кгс/см ²	09Г2С	ГОСТ 19281-89
2	Гайка (позиция №4)	М 24	20ХН3А	ГОСТ 4543-71
3	Шпилька (позиция №5)	М 24×140	40Х	ГОСТ 4543-71

2.7. Страница №7 паспорта трубопровода – В. Арматура и фасонные детали (литые и кованные) – информация капитального строительства:

– вносятся сведения из исполнительной документации.

Примечание: в случае отсутствия сведений об арматуре и фасонных деталях, сведения вносятся по результату лабораторного обследования.

Владельцем трубопровода составляется перечень нефтепромысловых трубопроводов подлежащих обследованию.

Ниже приведен пример внесения записи:

№ п/п	Наименование элементов, их каталожное обозначение, расположение на схеме	Размеры, давление условное	Материал	ГОСТ или ТУ
1	Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем ЗКЛ 2 $D_y - 100$ мм; $P_y - 40$ кгс/см ² (позиция №6)	$D_y - 100$ мм; $P_y - 40$ кгс/см ²	Корпус - сталь 25Л	ГОСТ 12815-80

2.8. Страница №8 паспорта трубопровода – Результаты испытаний – вносятся данные последних испытаний, (информация капитального строительства, ремонта):

– вносятся сведения из исполнительной документации, т.е. результаты испытаний по окончании проведения капитального строительства, в случае проведения капитального ремонта вносятся данные капитального ремонта.

Примечание: в случае отсутствия данных – вносятся данные о последних испытаниях подтвержденных актом испытания на прочность и плотность.

2.9. Страница №9 паспорта трубопровода – Заключение – вносятся данные последних испытаний, (информация капитального строительства, ремонта).

– вносятся сведения из исполнительной документации.

Примечание: в случае отсутствия работника по причине увольнения из монтажной организации или давности года пуска в эксплуатацию трубопровода вносится Ф.И.О. представителя монтажной организации из исполнительной документации.

2.10. Страница №10 паспорта трубопровода – Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопровода.

– вносятся сведения из приказов по НГДУ «Федоровскнефть» о назначении ответственных лиц за безопасную эксплуатацию, с момента пуска трубопровода в работу.

Примечание: период внесения данных должен соответствовать периоду внесенных данных записей результатов освидетельствования и ревизии трубопроводов указанных в паспорте трубопровода.

Сведения о назначении лиц ответственных за безопасную эксплуатацию в пятидневный срок должны быть внесены в паспорт трубопровода, со дня утверждения приказа.

В случае отсутствия ответственного лица ранее назначенного за безопасную эксплуатацию по причине увольнения или перехода на другую должность вносится Ф.И.О.

2.11. Страница №11 паспорта трубопровода – Запись о ремонте и переустройстве трубопровода. Заносятся сведения:

- о проведении капитального или текущего ремонта;
- о пропуске очистного устройства;
- об аварии или инциденте;
- о консервации;
- о проведении комплекса мероприятий по защите от коррозии.

Сведения о проведенных ремонтах или переустройстве в пятнадцатидневный срок должны быть внесены в паспорт трубопровода.

Ниже приведен пример внесения записи:

Дата	Основание	Характер произведенных работ
01.02.2005	По результату ревизии и диагностики трубопровод подлежит капитальному ремонту	Проведена замена участка трубопровода, диаметром 114х6 мм, длиной 0,7 км
10.02.2005	Подготовка трубопровода к эксплуатации в осенне-зимних условиях (в условиях весеннего паводка)	Проведены организационно-технические мероприятия по текущему ремонту
01.03.2005	По оценки состояния внутренней полости трубопровод подлежит очистке	Проведена очистка внутренней полости трубопровода от парафина, воды и механических примесей
01.04.2005	Инцидент на трубопроводе	Проведены организационно-технические мероприятия по ликвидации инцидента
01.05.2005	Вывод трубопровода (участка трубопровода) из эксплуатации	Проведены организационно-технические мероприятия по приведению трубопровода в безопасное состояние
01.09.2005	Высокая скорость коррозии (свыше 0,2 мм/год)	Проведен комплекс организационно-технических мероприятий по защите трубопровода от коррозии

2.12. Страница №12 паспорта трубопровода – Запись результатов освидетельствования и ревизии трубопроводов.

– вносятся результаты проведения работ на основании актов ревизий, испытаний, а также контрольных осмотров согласно утвержденным графикам ТО и ППР трубопроводов с момента пуска трубопровода в работу.

Примечание: под результатом освидетельствования необходимо понимать результат испытания трубопровода на прочность и плотность, проведение контрольного осмотра. Срок следующего проведения испытания трубопровода на прочность и плотность указывается на основании требований пункта 7.5.5.1. РД 39-132-94. Срок следующего проведения контрольного осмотра указывается на основании требований пункта 7.5.1.6. РД 39-132-94 (не реже одного раза в год). Срок следующего проведения ревизии указывается на основании таблицы 7.1. РД 39-132-94, в зависимости от категории трубопровода, в случае нескольких категорий, принимается наивысшая категория. Подписи ответственных лиц, производивших испытания трубопровода на прочность и плотность, контрольного осмотра, ревизии вносятся из приказов о назначении ответственных лиц за безопасную эксплуатацию трубопроводов по НГДУ «Федоровскнефть», указанные в паспорте трубопровода. В случае отсутствия работника по причине увольнения или перехода на другую должность вносится его фамилия и инициалы.

В случае проведения капитального ремонта трубопровода, могут вноситься данные последних результатов освидетельствования и ревизий с момента проведения капитального ремонта, данные предыдущих результатов освидетельствования и ревизий при эксплуатации до проведения капитального ремонта не вносятся, но вносится запись о том, что данные внесены в предыдущий паспорт №5/12, который хранится в архиве цеха.

Ниже приведен пример внесения записи:

Дата	Результат освидетельствования, ревизии	Срок следующего освидетельствования, ревизии	Подписи ответственных лиц, производивших освидетельствование
01.02.2006	В результате ревизии дефектов не выявлено, годен к дальнейшей эксплуатации	Февраль 2008	Из приказа, указанного в стр. №10 паспорта (подпись или ФИО)
01.02.2006	В результате испытания на прочность и плотность (освидетельствования) дефектов не выявлено, годен к дальнейшей эксплуатации	Февраль 2010	Из приказа, указанного в стр. №10 паспорта (подпись или ФИО)
01.02.2006	В результате контрольного осмотра (освидетельствования) дефектов не выявлено, годен к дальнейшей эксплуатации	Февраль 2007	Из приказа, указанного в стр. №10 паспорта (подпись или ФИО)

2.13. Страница №13 паспорта трубопровода – Формуляр замера деталей трубопровода. (**информация капитального строительства**).

– вносятся первоначальный диаметр и толщина деталей трубопровода (отводы, переходы, тройники и т.д.).

Примечание: в случае проведения капитального ремонта вносится информация капитального ремонта.

В столбец «Отбраковочный размер, мм» - вносится информация из данных указанных в п.7.5.4. Нормы отбраковки трубопроводов РД 39-132-94.

В столбец «Подпись» вносится подпись и фамилия ответственного лица, за проведение капитального строительства или капитального ремонта трубопровода (механик ЦДНГ, мастер ЦДНГ или мастер УКРНО), которое провело инструментальный замер деталей трубопровода перед монтажом, либо подпись и фамилия дефектоскописта, который провел замер деталей трубопровода методом ультразвуковой толщинометрии после монтажа.

Ниже приведен пример внесения записи:

Номера точек по схеме	Первоначальный диаметр и толщина, мм	Отбраковочный размер, мм	Толщина по промеру, мм	Метод замера	Подпись	Примечание
1	114×6,0	2,0	6,0	ИК	Карпов	-
2	114×6,0	2,0	6,0	ИК	Иванов	-
3	114×6,0	2,0	6,0	ИК	Аверин	-
4	114×6,0	2,0	6,0	УЗТ	Нажипов	-

ИК – инструментальный контроль.

УЗТ – ультразвуковая толщинометрия.

2.14. Страница № 14. – Результаты ультразвуковой толщинометрии и прогнозирования внутренней коррозии (информация капитального строительства):

– вносятся номера отрезков и координаты проведения диагностических обследований.

Примечание: места расположения контрольных отрезков определяются из условий их доступности на местности (проведение земляных работ специальной, тракторной, болотоходной техникой) для подготовки приямка для проведения диагностических обследований. Равномерность расположения контрольных отрезков длиной 3,5 – 4 м, в среднем должна приходиться на 500 м контролируемого участка трубопровода.

Ниже приведен пример внесения записи:

Номер отрезка	Координата	Длина, м
1	Пикет 00+10	4,0
2	Пикет 04+50	4,0
3	Пикет 08+90	4,0
4	Пикет 13+40	4,0

2.15. Страница №15 паспорта трубопровода – Результаты измерений и прогноза.

- вносится результат измерений и прогноза из актов УЗТ.

Примечание: в столбце (значения - наблюдаемые - максимальная глубина, мм) вносится результат измерений указанных в акте УЗТ (максимальная глубина язвы).

Столбец «Наработка до отказа, лет» рассчитывается:

- диаметр трубопровода и толщина стенки 114×6,0 мм.
- максимальная глубина язвы по акту УЗТ на дату замера 0,1 мм/год.
- минимально допустимая толщина стенки для данного диаметра трубопровода 2,0 мм (согласно п.7.5.4. «Нормы отбраковки трубопроводов» РД 39-132-94), толщина стенки, при которой трубопровод должен быть выведен из эксплуатации.

Например:

- «Наработка до отказа, лет» = (6,0 мм – 2,0 мм – 0,1мм) / 0,1мм = 39 лет.

Ниже приведен пример внесения записи:

Дата	Значения				Наработка до отказа, лет
	наблюдаемые		прогнозируемые		
	максимальная глубина, мм	скорость коррозии, мм/год	максимальная глубина, мм	скорость коррозии, мм/год	
01.02.2004	0,1	0,1	0,2	0,1	39
01.02.2005	0,2	0,1	0,3	0,1	38
01.02.2006	0,3	0,1	0,4	0,1	37

2.16. Страница №16 паспорта трубопровода – Схема трубопровода:

- вносится схема объекта с аксонометрией узлов переключений и поворотов трубопровода.

Примечание: схема составляется с указанием позиций и точек, указанных в страницах паспорта (№ 1,5,6,7,13,) с указанием диаметра и толщины стенки, мест установки арматуры, фланцев, заглушек и других деталей, установленных на трубопроводе, места спускных, продувочных и дренажных устройств.

2.17. Страница №17 паспорта трубопровода – Регистрация трубопровода.

Паспорт регистрируется в ГТН ОПБ НГДУ в пятнадцатидневный срок с момента запуска трубопровода в работу.

Паспорт пронумеровывается, прошнуровывается, ставится печать цеха – владельца трубопровода.

В случае проведения **капитального ремонта** на трубопроводе, в паспорт вносятся сведения.

2.18. Страница №4 паспорта трубопровода – Данные о материалах, из которых изготовлен трубопровод (содержит информацию капитального ремонта):

– вносятся данные о наименовании и химическом составе из сертификатов, вложенных в исполнительную документацию на капитальный ремонт трубопровода.

– указывается длина участков, замененных при капитальном ремонте.

Примечание: в случае отсутствия данных о материалах, из которых изготовлен трубопровод, вносится запись по результату лабораторного обследования.

Владельцем трубопровода составляется перечень нефтепромысловых трубопроводов подлежащих обследованию.

2.19. Страница №5 паспорта трубопровода - А. Сведения о трубах и сварных фасонных деталях (заполняется для капитально отремонтированного участка трубопровода) - заносятся сведения из исполнительной документации.

Примечание: в случае отсутствия сведений о трубах и сварных фасонных деталях, сведения вносятся по результату лабораторного обследования.

Владельцем трубопровода составляется перечень нефтепромысловых трубопроводов подлежащих обследованию.

Ниже приведен пример внесения записи:

№ п/п	Наименование элементов, их расположение на схеме	Размеры	Марка стали	ГОСТ или ТУ
1	Труба стальная бесшовная горячедеформированная нефтегазопроводная повышенной стойкости против локальной коррозии (позиция №1)	114×6,0	20КТ	ТУ 14-ЗР-91-2004
2	Отводы (позиция №2)	114×6,0 мм 90 градусов	09Г2С	ГОСТ 5520-79

2.20. Страница №6 - Б. Фланцы и крепежные детали (заполняется для капитально отремонтированного участка трубопровода).

– вносятся сведения из исполнительной документации.

Примечание: в случае отсутствия сведений о фланцах и крепежных деталях, сведения вносятся по результату лабораторного обследования.

Владельцем трубопровода составляется перечень нефтепромысловых трубопроводов подлежащих обследованию.

Ниже приведен пример внесения записи:

№ п/п	Наименование элементов, их расположение на схеме	Размеры, давление условное	Марка	ГОСТ или ТУ
1	Фланец (позиция №3)	$D_y - 100$ мм; $P_y - 40$ кгс/см ²	09Г2С	ГОСТ 19281-89
2	Гайка (позиция №4)	М 24	20ХН3А	ГОСТ 4543-71
3	Шпилька (позиция №5)	М 24×140	40Х	ГОСТ 4543-71

2.21. Страница №7 – В. Арматура и фасонные детали (заполняется для капитально отремонтированного участка трубопровода) - вносятся сведения из исполнительной документации.

Примечание: в случае отсутствия сведений об арматуре и фасонных деталях, сведения вносятся по результату лабораторного обследования.

Владельцем трубопровода составляется перечень нефтепромысловых трубопроводов подлежащих обследованию.

Ниже приведен пример внесения записи:

№ п/п	Наименование элементов, их каталожное обозначение, расположение на схеме	Размеры, давление условное	Материал	ГОСТ или ТУ
1	Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем ЭКЛ 2 $D_v - 100$ мм; $P_v - 4,0$ кгс/см ² (позиция №6)	$D_v - 100$ мм; $P_v - 16$ кгс/см ²	Корпус – сталь 25Л	ГОСТ 12815-80

Примечание: по согласованию с отделом промышленной безопасности, либо со специалистами управления в паспорт трубопровода допускается вносить и иную информацию.

Внесение дополнительной информации в паспорт допускается оформлять приложением к паспорту.

Например, могут вноситься следующие сведения:

- инвентарный номер основного средства;
- категория трубопровода;
- порядковый номер, указанный в перечне ответственных трубопроводов;
- нормативный срок службы трубопровода указанный в проектной документации, либо расчетный срок «СургутНИПИнефть».

3. Порядок хранения паспорта трубопровода

Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопроводов обеспечивает:

- хранение паспортов трубопроводов;
- хранение старых паспортов в архиве цеха.

ОБОРУДОВАНИЕ СКВАЖИН УЭЦН

6.1.	Погружные установки для добычи нефти	242
6.1.1.	Краткие сведения по добыче нефти установками электроприводного погружного центробежного насоса	242
6.1.2.	Комплектность УЭЦН	244
6.1.3.	Конструктивные особенности УЭЦН	247
6.1.4.	Электродвигатели погружные асинхронные типа ПЭД	251
6.1.5.	Погружной кабель для УЭЦН	253
6.1.6.	Применение газосепараторов и диспергаторов в составе УЭЦН	255
6.1.7.	Конструктивные особенности УЭЦН импортного производства	257
6.2.	Наземное электрооборудование УЭЦН	259
6.2.1.	Станции управления УЭЦН	259
6.2.2.	Трансформаторы серии ТМПН	261
6.3.	Монтаж и эксплуатация УЭЦН	265
6.3.1.	Подготовка скважин к спуску УЭЦН	265
6.3.2.	Монтаж УЭЦН на скважине	266
6.3.3.	Спуск УЭЦН в скважину	270
6.3.4.	Запуск и вывод УЭЦН на режим	271
6.3.5.	Основные осложнения при запуске, выводе на режим и эксплуатации УЭЦН	275
6.3.6.	Демонтаж УЭЦН (по видам гидрозащит)	277
6.3.7.	Монтаж УЭЦН импортного производства	281
6.4.	Оборудование для добычи сеноманской и артезианской воды	286

6. ОБОРУДОВАНИЕ СКВАЖИН УЭЦН

6.1. ПОГРУЖНЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

6.1.1. Краткие сведения по добыче нефти установками электроприводного погружного центробежного насоса

Общие сведения о способах добычи нефти

Разработка месторождений ведется эксплуатационными скважинами, пробуренными по определенной системе. Основными элементами в системе разработки каждого эксплуатационного объекта (залежи) являются схема размещения добывающих скважин и их количество. От этого при прочих условиях зависят темп отбора нефти из залежи и срок ее разработки.

Выбор наиболее рационального способа разработки месторождений, позволяющего извлекать из недр максимальное количество нефти и газа, зависит от многих факторов, в частности: от энергетического режима залежи, геологического строения площади, физико-химических свойств пластовой нефти, физико-химических пород коллекторов и др. Всякая нефтяная или газовая залежь обладает потенциальной энергией, которая в процессе разработки переходит в кинетическую и расходуется на вытеснение нефти и газа из пласта. Характер проявления пластовой энергии, зависящей от природных условий и мероприятий по воздействию на пласт, называется режимом пласта.

Названия режимам принято давать по характеру проявления основных источников пластовой энергии: водонапорный; упругий, или упруговодонапорный; газонапорный, или газовой шапки; растворенного газа; гравитационный. При водонапорном режиме залежь нефти (газа) подпирается пластовыми водами.

Основные способы добычи нефти

Фонтанный способ добычи нефти применяют в начальный период разработки нефтяной залежи, когда пластовое давление достаточно большое и к забоям скважины подступает безводная или малообводненная нефть.

Газлифтный способ добычи нефти. При газлифтном способе эксплуатации недостающая энергия подается с поверхности в виде энергии сжатого газа по специальному каналу. Газлифт подразделяется на два типа: компрессорный и бескомпрессорный.

В тех случаях, когда пластовая энергия недостаточна и глубина залегания продуктивного горизонта велика, применяется насосная эксплуатация скважин с помощью глубинных насосов.

Способы механизированной добычи – добыча нефти с использованием специального насосного оборудования:

Добыча нефти с применением скважинных штанговых насосных установок. Оборудование для добычи нефти с применением скважинных штанговых насосных установок (СШНУ) включает в себя глубинный штанговый насос, систему насосно-компрессорных труб и штанг, на которых насос

подвешивается в скважине, приводную часть штанговой установки баланси́рного типа, состоящую из станка-качалки и электродвигателя, устьевое оборудование скважины, предназначенное для подвески насосных труб и герметизации устья.

Добыча нефти с использованием погружных насосов – диафрагменных (УЭДН), электровинтовых насосов (УЭВН) и винтовых (ШВН). Как правило, перечисленные насосы используются для скважин с дебитами не более 20 м³/сут и высоковязких нефтей.

Добыча нефти установками электроцентробежных насосов

Установками электроцентробежного насоса (УЭЦН) добывается примерно 80% скважинного продукта. УЭЦН для добычи нефти состоит из погружного агрегата (электронасоса), спускаемого в скважину на насосных трубах, специального кабеля, питающего двигатель электроэнергией, и станции автоматического управления.

Электронасос представляет собой агрегат, состоящий из специального погружного маслонаполненного электродвигателя переменного тока, протектора, предохраняющего электродвигатель от проникновения в него окружающей жидкости, и центробежного многоступенчатого насоса.

Насосы данного типа являются многоступенчатыми с последовательным соединением рабочих колес. При этом подача остается неизменной, равной подаче одного рабочего колеса, а напор насоса увеличивается прямопропорционально числу рабочих колес и будет равен сумме напоров, развиваемых каждым рабочим колесом в отдельности. Жидкость поступает в насос через приемную сетку, расположенную в его нижней части. Сетка обеспечивает фильтрацию пластовой жидкости. Насос подает жидкость из скважины в НКТ.

Корпусы электродвигателя, протектора и насоса соединены между собой посредством фланцев. Валы имеют шлицевые соединения. В собранном агрегате электродвигатель расположен внизу, над ним – протектор, а над протектором – насос.

Электронасос спускается в скважину на насосно-компрессорных трубах и подвешивается на подвесной шайбе без дополнительного крепления в скважине. Питание двигателя электроэнергией осуществляется по плоскому специальному нефтестойкому трехжильному кабелю в гибкой ленточной броне, который проходит через подвесную шайбу и крепится к насосным трубам металлическими поясами. На поверхности устанавливаются станция управления и повышающий трансформатор серии ТМПН.

Скважины, оборудованные установками погружных центробежных электронасосов, выгодно отличаются от скважин, оборудованных глубинно-насосными установками. На поверхности нет механизмов с движущимися частями, отсутствуют громоздкие станки-качалки и массивные фундаменты, необходимые для их установки. Скважину можно вводить в эксплуатацию сразу же после бурения в любой период года без больших затрат времени и средств на сооружение фундаментов и монтаж тяжелого оборудования.

С целью эффективного использования внутреннего диаметра обсадной колонны необходимо до минимума сократить зазор между ней и агрегатом.

Минимально допустимый зазор, гарантирующий безаварийный спуск и подъем оборудования, был найден и обоснован при помощи большого числа экспериментов и результатов практики, которая показывает, что минимальный зазор может быть принят равным 6 мм. По внутреннему диаметру обсадных колонн и принятому зазору выбирают габарит насосного агрегата.

Колонна НКТ оборудуется обратным и сливным клапанами. Обратный клапан имеет запирающий элемент (седло-шар, конус-тарелка). Назначение обратного клапана – сохранять жидкость в колонне НКТ при остановках насоса, что позволяет не тратить время на заполнение труб при каждой остановке насоса. Кроме того, облегчается запуск установки. Запуск происходит при заполненной жидкостью НКТ, т.е. при большом напоре. Этот напор можно еще больше увеличить, закрыв на устье выкидную задвижку. При больших напорах и минимальных подачах центробежный насос требует меньшей приводной мощности. Поэтому облегчается пусковой режим электродвигателя, особенно при больших глубинах подвески.

Наличие обратного клапана усложняет подъем насосных труб, т.к. при подъеме и развинчивании труб удерживаемая в них клапаном жидкость, разливаясь, будет попадать на мостки, инструмент, одежду работающих, резко ухудшая условия работы и увеличивая опасность для рабочих. К тому же присутствие жидкости существенно увеличивает вес поднимаемой колонны. Сливной клапан позволяет освободить колонну труб от жидкости перед подъемом агрегата из скважины. Когда жидкость появляется в последней поднятой трубе, в колонну труб сбрасывается ломик, который ломает сбивной ниппель клапана. Жидкость по открывшемуся отверстию переливается из труб в скважину.

Особенности конструкции элементов установки, условия их эксплуатации в агрессивной среде, при повышенной температуре, необходимость длительное время работы осмотра и профилактических ремонтов постоянно ставили перед разработчиками ряд сложных задач. При их решении, зачастую с активным участием эксплуатирующих организаций, были созданы эффективные высоконапорные ступени насоса, найдены материалы и технологические приемы изготовления валов значительной длины при малых диаметрах, точных прямолинейных корпусов.

6.1.2. Комплектность УЭЦН

В состав установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) входят (рис. 1):

1. Погружной асинхронный маслonaполненный электродвигатель с диаметром корпуса 103, 117, 123, 130 мм, мощностью от 16 до 250 кВт. Электродвигатель предназначен для работы в качестве привода электроцентробежного насоса. Электродвигатели изготавливаются как в односекционном, так и двухсекционном исполнении.

В ОАО «Сургутнефтегаз» применяются:

- односекционные электродвигатели 103 габарита мощностью до 45 кВт, 117 габарита мощностью до 70 кВт, 123 габарита мощностью 90 кВт;
- электродвигатели двухсекционного исполнения 117 габарита мощностью от 90 до 200 кВт, 130 габарита мощностью 180, 230 и 250 кВт.

2. Гидрозащита однокорпусного типа или гидрозащита двухкорпусного типа предохраняют внутреннюю полость погружного электродвигателя от попадания в нее пластовой жидкости и компенсируют тепловые расширения масла и его расход. Существует вариант исполнения протектора «с усиленным узлом пяты» для комплектования насосов без осевых пят с восприятием осевой нагрузки от вала насоса осевой пятой протектора.

В ОАО «Сургутнефтегаз» применяются следующие основные типы гидрозащиты: 1Г51, МГ52, МГ62, МГ54, Г57, ГБ52, ПБ92, 1ПБ92, 2ПБ92, 3ПБ92, 4ПБ92, ГЗН92, ГЗН103, П92МНВ.

3. Входной модуль. В настоящее время в ОАО «Сургутнефтегаз» происходит переход к комплектованию УЭЦН без входного модуля. Забор жидкости происходит через приемное устройство, которое расположено в протекторе. Конструктивно приемное устройство выполнено как верхняя головка протектора с отверстиями для забора пластовой жидкости и защитной сеткой.

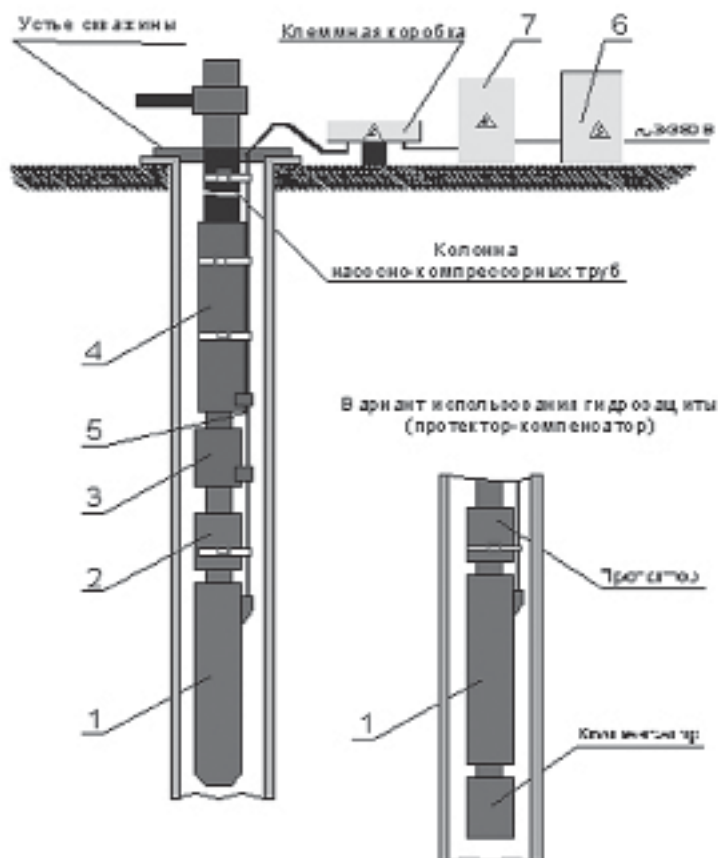


Рис. 1. Установка погружного центробежного насоса:

1 – ПЭД, 2 – гидрозащита, 3 – вх. модуль, 4 – насос, 5 – кабель,
6 – станция управления, 7 – трансформатор

Для обеспечения стабильной работы насоса при содержании свободного газа на входе в насос более 25% по объему в состав установки вместо входного модуля включают газосепаратор либо диспергатор. Газосепаратор может эксплуатироваться совместно с гидрозащитой с приемным устройством. В этом случае газосепаратор выполняют без заборных отверстий.

4. Погружной электроцентробежный насос. Он может быть одноопорного исполнения – для эксплуатации в обычных условиях, когда рабочие ступени изготавливаются из серого чугуна, так и двухопорного – для эксплуатации в любых условиях, в том числе в условиях высокого содержания механических примесей и агрессивности среды, в этом случае рабочие ступени изготавливаются из специального никельсодержащего чугуна марки «нирезист».

В ОАО «Сургутнефтегаз» применяются насосы 5, 5А и 6 габаритов.

5. Кабельный удлинитель с муфтой кабельного ввода предназначен для сращивания с основным кабелем кабельной линии, подающим питающее напряжение от наземного оборудования к погружному электродвигателю. Кабельный удлинитель, в сравнении с основным кабелем, воспринимает большие тепловые воздействия, поэтому его, как правило, подбирают более теплостойкого исполнения, чем основной кабель.

Основные исполнения кабельного удлинителя по температуре:

- на 120 °С (пластмассовая изоляция кабеля из блоксополимера пропилена с этиленом, композиции полипропилена и т.д.);
- на 230 °С (резиновая изоляция типа ЕПДМ – этилен-пропилен-диеновый-мономерный каучук в свинцовой оболочке).

В зависимости от типа комплектуемого погружного электродвигателя кабельные удлинители по сечению кабеля могут быть следующих типов:

- 3×10, 3×13, 3×16;
- основной кабель – 3×16, 3×25.

6. Станция управления предназначена для управления работой погружной установки и ее защиты от нештатных режимов работы с погружными электродвигателями.

7. Трансформатор преобразует напряжение промышленной сети до величины, обеспечивающей оптимальное напряжение на входе в электродвигатель с учетом потерь напряжения в кабеле.

Порядок комплектации УЭЦН

Количество секций насоса, их длина подбираются на основании полученных от НГДУ данных о требуемой производительности насоса и напоре.

В карте комплектации указаны для каждой производительности насоса габарит, номинальный напор, длина насоса (в том числе с вариантами по количеству секций и их длинам), общее количество ступеней, которое рассчитывается на основании напорно-расходной характеристики одной ступени.

Необходимая расчетная мощность электродвигателя рассчитывается следующим образом:

$$P_d = (P_n + P_r + P_p) \cdot 1,15,$$

где

P_n – потребляемая мощность насоса, рассчитывается на основании напорно-расходной характеристики ступени насоса, испытанной на воде, – как максимальная потребляемая мощность ступени насоса в рабочей зоне, умноженная на количество ступеней насоса;

P_r – потребляемая мощность газосепаратора (из технических условий на газосепаратор);

P_p – потребляемая мощность протектора (из технических условий на протектор);

1,15 – коэффициент, характеризующий гарантированный запас по мощности выбранного погружного электродвигателя. В ОАО «Сургутнефтегаз» коэффициент запаса по мощности принят равным 15%.

На основании полученного расчетного значения мощности подбирают ближайший, больший по мощности из имеющегося ряда, погружной электродвигатель.

Габарит электродвигателя подбирают в соответствии с диаметром эксплуатационной колонны.

На основании выбранного типоразмера погружного электродвигателя по характеристике максимальной передаваемой мощности протектора (из технических условий на протектор) подбирают необходимый тип гидрозащиты.

6.1.3. Конструктивные особенности УЭЦН

Насосы российского производства

Погружные центробежные насосы для добычи нефти производятся в соответствии с техническими условиями заводов-изготовителей.

Насосы, в зависимости от поперечного габарита, подразделяются на группы: 4, 5, 5А, 6. Группа насоса условно определяет минимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны скважины. Диаметры корпусов насосов: в группе 4–86 мм, в группе 5–92 мм, в группе 5А–103 мм и в группе 6–114 мм.

Исполнения насосов отличаются в основном следующим:

- конструкцией и используемыми материалами ступеней и их элементов,
- конструкцией и материалами осевых и радиальных опор валов насоса,
- конструкцией и материалами входного модуля насоса,
- материалом валов.

Конструкция модульных насосов

Насос состоит из модуль-секции (рис. 2) с присоединенным снизу входным модулем, а сверху – модуль-головкой. Количество секций в насосе – от 1 до 4-х.

Соединение модулей между собой и входного модуля с протектором – фланцевое. Уплотнение соединений осуществляется резиновыми кольцами.

Соединение валов модулей-секций между собой, модуля-секции с валом гидрозащиты двигателя осуществляется при помощи шлицевых муфт.

Модуль-секция состоит из корпуса, вала, пакета ступеней (рабочих колес и направляющих аппаратов), верхнего и нижнего радиальных подшипников, верхней осевой опоры, головки, основания и двух ребер. Пакет ступеней (от 80 до 200 направляющих аппаратов и рабочих колес) с валом, радиальными подшипниками и осевой опорой помещаются в корпусе и зажимаются концевыми деталями с цилиндрической резьбой.

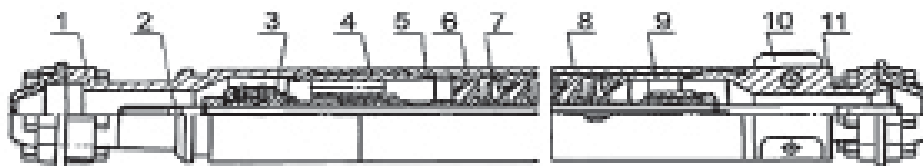


Рис. 2. Модуль-секция насоса:

1 – головка, 2 – вал, 3 – опора, 4 – верхний подшипник, 5 – кольцо,
6 – направляющий аппарат, 7 – рабочее колесо, 8 – корпус, 9 – нижний подшипник,
10 – ребро, 11 – основание

Конструктивные особенности насосов коррозионностойкого исполнения

Износостойкие и коррозионностойкие насосы имеют ряд особенностей:

- применяются двухопорные ступени;
- в качестве материала рабочих органов используется чугун аустенитный модифицированный 4Н16Д7ГХШ тип а «нирезист» (ТУ 26-06-1305-95);
- установлены промежуточные радиальные подшипники. В концевых и промежуточных подшипниках используются пары трения из силицированного графита, карбида кремния, твердого сплава типа ВК-8 или др.;
- осевая опора вала секции изготавливается из износостойкого материала (силицированный графит СГ-П или карбид кремния). Существуют конструкции насосов без осевой опоры вала.

Ступени насоса

Рабочие органы насоса – ступени (СН) – выполняются с цилиндрическими (ЦЛ) и с наклонно-цилиндрическими (НЦЛ) лопатками (рис. 3).

Ступени с ЦЛ применяются на номинальные подачи до 125 м³/сут (включительно) в насосах с наружным диаметром 86 и 92 мм, до 160 м³/сут в насосах с диаметром 103 мм и до 250 м³/сут в насосах с диаметром 114 мм.

Ступени с НЦЛ применяются в насосах с большей подачей. В области своего применения ступени с НЦЛ имеют более высокий КПД и более чем в 1,5 раза увеличенную подачу, чем ступени с ЦЛ в тех же диаметральных габаритах. Наружный диаметр ступеней – 70, 80, 90 и 100 мм.

Ступени размещаются в расточке цилиндрического корпуса каждой секции. В одной секции насоса может размещаться от 39 до 200 ступеней в зависимости от их монтажной высоты. Максимальное количество ступеней в насосах достигает 400 штук.

Конструктивно ступени изготавливают с одноопорной и двухопорной конструкцией (рис. 4б). Двухопорная конструкция ступени имеет, по сравнению с одноопорной ступенью, повышенный ресурс индивидуальной нижней пяты ступени, более надежную изоляцию вала от абразивной и коррозионно-агрессивной протекающей жидкости, увеличенный ресурс работы и большую жесткость вала насоса из-за увеличенных осевых длин межступенчатых уплотнений, служащих в ЭЦН помимо уплотнения дополнительными радиальными подшипниками.

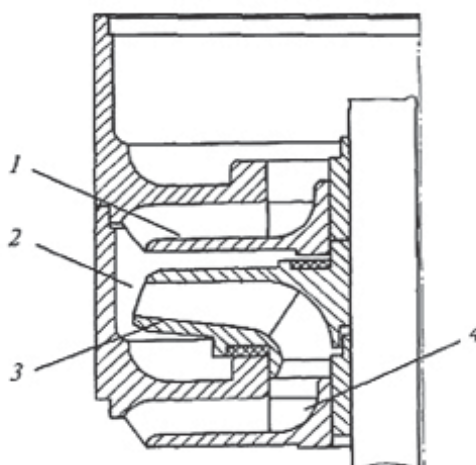


Рис. 3. Ступень лопастного насоса:

1 – направляющий аппарат; 2, 4 – безлопаточные кольцевые камеры;
3 – рабочее колесо

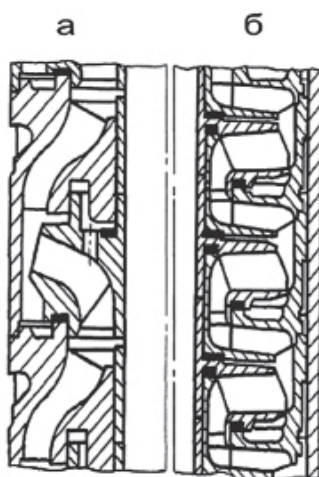


Рис. 4. Конструкция ступени:

а) ступень с разгруженными рабочими колесами;
б) ступень двухопорной конструкции

Для возможности сборки ЭЦН с таким количеством ступеней и разгрузки вала от осевой силы применяется плавающее рабочее колесо. Рабочее колесо в насосе не фиксируется на валу в осевом направлении и удерживается от проворота призматической шпонкой. Колесо может свободно перемещаться в осевом направлении в промежутке, ограниченном опорными поверхностями направляющих аппаратов.

Колесо опирается на индивидуальную для каждой СН осевую опору, состоящую из опорного бурта направляющего аппарата предыдущей ступени и антифрикционной износостойкой шайбы, запрессованной в расточку рабочего колеса; при этом утечка через переднее уплотнение колеса практически равна нулю. Но механический КПД ступени с плавающим рабочим колесом снижается из-за потерь трения в нижней опоре колеса. Величина этих потерь в первом приближении пропорциональна осевой силе, действующей на рабочее колесо ступени.

Характеристика ступени насоса представлена на рисунке 5.

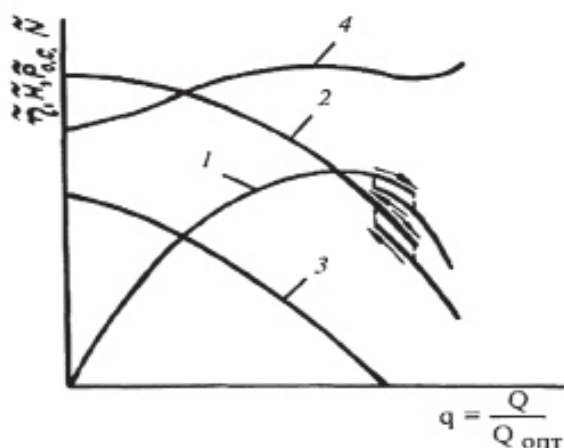


Рис. 5. Характеристика ступени:

- 1 — относительный КПД (η), 2 — относительный напор (H),
 3 — относительная осевая сила ($P_{ос}$), 4 — относительная мощность (N),
 q — относительная подача, Q — фактическая подача,
 $Q_{опт}$ — оптимальная подача, соответствующая максимальному КПД

При нарушении правил эксплуатации — установлении рабочего режима регулированием подачи от открытой задвижки — всплывшее рабочее колесо может не опускаться в свое нижнее положение и продолжительное время будет работать на своей верхней пяте.

Условия трения в верхней пяте рабочего колеса менее благоприятные, чем условия трения нижней пяты, из-за меньшего перепада давления в пяте и, следовательно, худшей смазки поверхности трения.

Износ поверхности каналов СН, контактирующих с потоком жидкости, возникает в случае применения СН для перекачивания жидкостей, содержащих механические примеси, твердость которых превышает твердость материалов СН.

В насосах типа ЭЦН и ЭЦНК используются ступени с одними и теми же проточными частями. Ступени в насосах разных исполнений отличаются друг от друга материалами рабочих органов, пар трения и некоторыми конструктивными элементами.

6.1.4. Электродвигатели погружные асинхронные типа ПЭД

Конструкция односекционного электродвигателя

Односекционный электродвигатель (рис. 6) состоит из статора (1), ротора (3), головки (5), основания (10) и узла токоввода (9).

Статор (1) представляет собой выполненный из специальной трубы корпус, в который запрессован магнитопровод из листовой электротехнической стали.

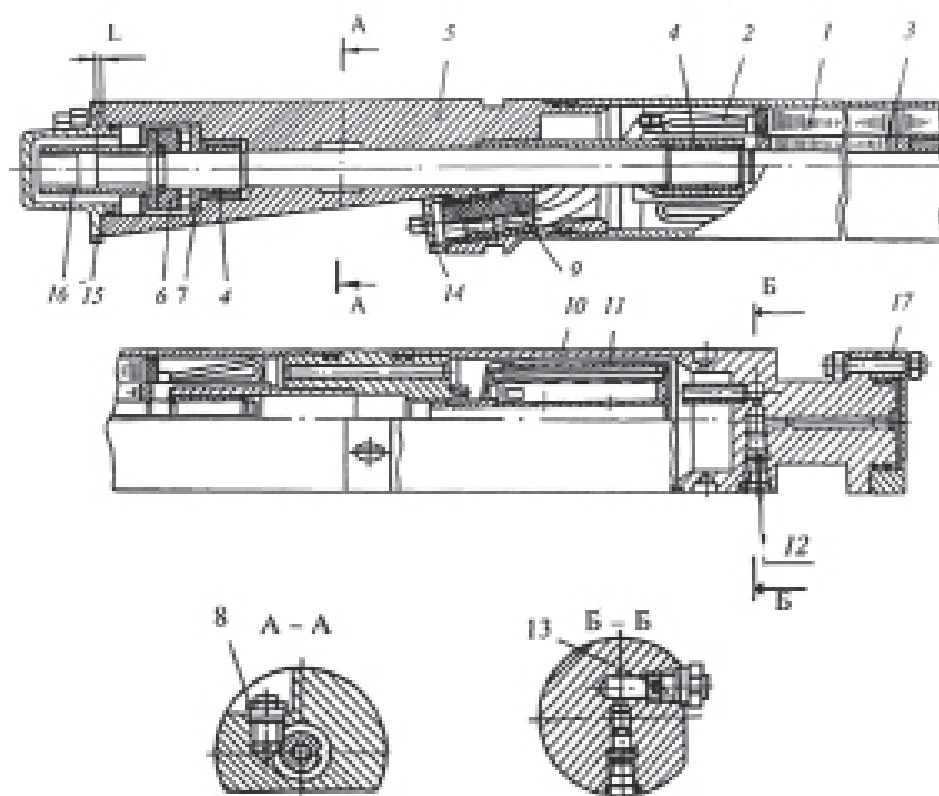


Рис. 6. Конструкция односекционного двигателя:

- 1 – статор, 2 – обмотка статора, 3 – ротор, 4 – втулка подшипника, 5 – головка,
6 – пята, 7 – подпятник, 8 – клапан обратный, 9 – колодка, 10 – основание,
11 – фильтр, 12 – клапан перепускной, 13 – клапан обратный,
14 – крышка кабельного ввода, 15 – крышка верхняя, 16 – муфта шлицевая,
17 – крышка нижняя

В пазы статора уложена протяжная трехфазная обмотка из специального обмоточного провода. Форма, размеры и количество пазов в статоре определяются расчетом обмотки. Обмотка статора погружного электродвигателя является одним из важнейших его элементов. От качества ее выполнения, материалов, конструкции и расчета зависят эксплуатационные качества и долговечность электродвигателя.

К обмотке электродвигателей предъявляются большие требования, вытекающие из условий эксплуатации в скважине, где непосредственный и постоянный уход за состоянием обмотки невозможен. Кроме того, обмотка должна быть маслостойкой и теплостойкой, так как электродвигатель заполняется маслом и погружается на глубину, где окружающая жидкость имеет температуру 40–90 °С, а температура электродвигателя при этом доходит до 110–135 °С. Недостатком протяжной обмотки является необходимость иметь высококачественный маслостойкий и теплостойкий провод с прочной в электрическом и механическом отношении изоляцией.

Обмотанный статор подвергают пропитке лаком или компаундом с последующей сушкой с целью закрепления обмотки в пазах (механическая защита проводников от вибрации и электромагнитных колебаний) и улучшения теплопроводности статора.

Внутри статора размещается ротор (3), представляющий собой набор пакетов, разделенных между собой промежуточными подшипниками и последовательно надетыми на вал. Количество пакетов ротора зависит от мощности двигателя. Вал ротора выполнен пустотелым для обеспечения циркуляции масла.

Радиальные нагрузки ротора воспринимаются промежуточными подшипниками скольжения, расположенными по концам вала и между пакетами ротора.

В головке электродвигателя установлен узел упорного подшипника (6), который воспринимает осевые нагрузки от веса ротора.

В нижней части электродвигателя расположено основание (10), в котором помещен фильтр (11) для очистки масла.

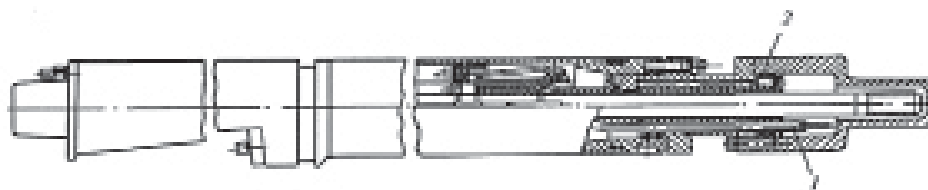


Рис. 7. Секция верхняя секционного двигателя:

1 – провод выводной с наконечником, 2 – шариковый перепускной клапан

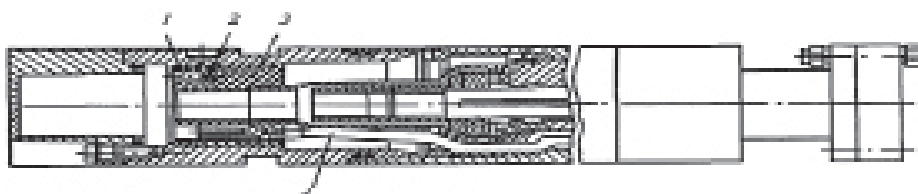


Рис. 8. Секция нижняя секционного двигателя:

1 – стопор, 2 – пружина, 3 – колодка межсекционная, 4 – провод выводной с гильзой

Конструкция двухсекционного электродвигателя

Электродвигатели мощностью 180 и 250 кВт диаметром 123 мм, мощностью 90 и 125 кВт диаметром 117 мм, мощностью 63 и 90 кВт диаметром 103 мм, мощностью 45 и 63 кВт диаметром 96 мм – секционные. Секционные двигатели (рис. 7, 8) состоят из верхней и нижней секций, которые соединяются при монтаже двигателя на скважине. Каждая секция состоит из статора и ротора, устройство которых аналогично односекционному электродвигателю. Электрическое соединение секций между собой последовательное внутреннее и осуществляется с помощью трех наконечников. Герметизация соединения обеспечивается уплотнением при стыковке секций.

Конструкции узлов секционирования двигателей диаметром 123, 117, 103 и 96 мм идентичны.

Гидрозащита

Гидрозащита – специальное устройство, которое выполняет следующие функции:

- уравнивает давление во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине;
- компенсирует тепловое изменение объема масла во внутренней полости двигателя;
- защищает внутреннюю полость двигателя от попадания пластовой жидкости и предотвращает утечку масла при передаче вращения от герметичного электродвигателя к насосу.

Для комплектации погружных электродвигателей применяются различные типы гидрозащит:

- гидрозащита с различными торцовыми уплотнениями, в том числе зарубежных фирм;
- гидрозащита для рабочей температуры до 140 °С;
- гидрозащита комбинированная: например, для увеличения запаса масла в системе электродвигателя применяется компенсатор МК52, имеющий сдвоенную диафрагму;
- гидрозащита с совмещенным входным модулем с приемной сеткой;
- гидрозащита однокорпусного исполнения (протектор и компенсатор выполнены в одном корпусе (совмещены)).

6.1.5. Погружной кабель для УЭЦН

Погружные силовые кабели

Для УЭЦН с пластмассовой изоляцией обоих слоев на напряжение 3,3 кВ российские производители серийно изготавливают по техническим условиям, утвержденным изготовителями. Наиболее часто применяемые кабели с изоляцией обоих слоев из блоксополимера пропилена с этиленом маркируются: КПпБП, КПпБК. Поперечные сечения кабелей показаны на рисунке 9.

Наряду с отечественным кабелем на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» применяются кабели фирмы Centrilift, в частности, марки СТТ, конструкция которого полностью идентична конструкции отечественных кабелей с пластмассовой изоляцией.

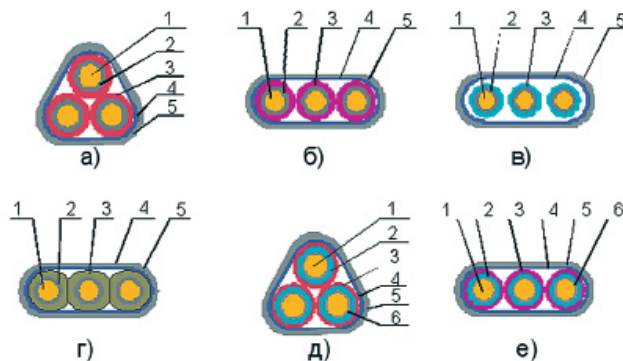


Рис. 9. Поперечное сечение кабелей с пластмассовой изоляцией отечественного производства для УЗЦНМ:

- а) кабели марок КПК-90, КПК-100, КПК-110, КПК-120, КПК-120, КПК-120;
 б) кабели марок КПК-90, КПК-100, КПК-110, КПК-120, КПК-120, КПК-120 и КПК-120;
 в) кабель марки КПК-90; г) кабель марки КПК-100;
 д) кабели марок КПК-120 и КПК-120;
 е) кабели марок КПК-120 и КПК-120;
 1 – токопроводящая жила, 2 – первый слой изоляции, 3 – второй слой изоляции, 4 – подушка, 5 – броня, 6 – подслой изоляции.

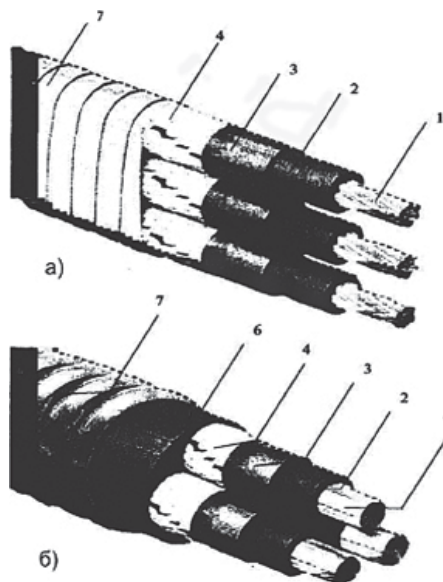


Рис. 10. Кабели с резиновой изоляцией в свинцовой оболочке типа Redalead:

- а) марки ELB; б) ELBE;
 1 – токопроводящая жила; 2 – изоляция EPDM;
 3 – оболочка из свинцового сплава; 4 – оплетка из теплостойких нитей;
 5 – броня плоского кабеля; 6 – общая оболочка из резины типа EPDM;
 7 – броня круглого кабеля.

Для скважин с высокой температурой применяется кабель с изоляцией из резины типа EPDM, обладающей высокими механическими свойствами и термостойкостью. Поверх резины EPDM наносится слой из нейтрильной резины, поверх которой наносится свинцовая оболочка. Кабель такой конструкции обладает термостойкостью до 200 °С.

Наиболее широко применяются кабели следующих зарубежных фирм:

- Pirelli (Бразилия);
- Centrilift Inc., Standard Telephones and Cable Ltd (Великобритания);
- Pirelli (Италия);
- Borg Warner Co, IKW Oilwell Cable Division, Hubbell Inc., Baker Hughes, BIW Cables Systems, Oconite Co (США);
- Kerite (Шотландия).

6.1.6. Применение газосепараторов и диспергаторов в составе УЗЦН

Газосепараторы, газосепараторы-диспергаторы и диспергаторы предназначены для обеспечения работы погружных центробежных насосов для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин с повышенным газосодержанием.

Газосепараторы, газосепараторы-диспергаторы и диспергаторы применяются при содержании свободного газа в добываемой жидкости более 25%.

Газосепараторы устанавливают на входе насоса вместо входного модуля.

Диспергаторы

Диспергаторы (рис. 1 1) предназначены для измельчения газовых пробок в пластовой жидкости, подготовки однородной суспензии, подачи ее на вход погружного центробежного насоса.

Диспергаторы устанавливаются на входе насоса вместо газосепаратора в скважинах, которые склонны к повышенному пенообразованию. Максимальное содержание свободного газа на входе в диспергатор по объему – до 55%.

Диспергаторы выпускаются с осевыми опорами вала из керамики, в том числе в коррозионностойком исполнении, в обозначении которых указывается буква «К».

Диспергаторы выпускаются для габарита 5 и 5А.

Таблица 1

Технические данные диспергаторов

Габарит	Подача максимальная, м³/сут	Максимальная мощность на валу, кВт	Диаметр корпуса, мм	Диаметр вала, мм
5	250	76	92	17
5А	500	135	103	22

Газосепаратор-диспергатор

Газосепаратор-диспергатор (рис. 12) предназначен для снижения содержания газа в пластовой жидкости и ее преобразования в однородную газожидкостную смесь перед подачей в насос.

Газосепаратор-диспергатор устанавливают на входе насоса вместо газосепаратора или диспергатора в скважинах с особо высоким газовым фактором, где применение ни газосепаратора, ни диспергатора не обеспечивает стабильной работы центробежного насоса.

На первой ступени газосепаратора-диспергатора на едином валу с осевой опорой из керамики устанавливаются рабочие органы газосепаратора, а затем диспергатора.

Газосепараторы-диспергаторы с буквой «К» в обозначении выпускаются в коррозионностойком исполнении.

Газосепараторы-диспергаторы выпускаются для габарита 5 и 5А.

Таблица 2

Технические данные газосепараторов-диспергаторов

Габарит	Подача максимальная, м ³ /сут	Максимальная мощность на валу, кВт	Диаметр корпуса, мм	Диаметр вала, мм
5	250	76	92	17
5А	500	135	103	22



Рис. 11
Диспергатор



Рис. 12.
Газосепаратор-диспергатор

6.1.7. Конструктивные особенности УЭЦН импортного производства

Насосы импортного производства

В ОАО «Сургутнефтегаз» применяется электропогружное оборудование фирм ODI и Centrilift.

Насосы фирмы ODI

Фирма ODI выпускает насосы типа R, RA, RB, RC и K. В условном обозначении насоса первая буква обозначает серию (диаметр обсадной колонны скважины, для эксплуатации которой предназначен насос, в дюймах, умноженный на 10): R – 55 серия, K – 70 серия. Вторая буква, если она имеется, обозначает модификацию насоса. Последующие после букв числа обозначают номинальную подачу насоса в баррелях/сутки, уменьшенную в 100 раз, при частоте вращения 3 500 мин⁻¹.

Параметры и характеристики насосов приведены в таблице 3.

Таблица 3

Параметры насосов фирмы ODI

Габарит		Тип насоса	Оптимальный режим			Номинальный режим		
Серия	Мин. наружный диаметр колонны, дюйм		Подача, м ³ /сут	Напор, м	КПД, %	Подача, м ³ /сут	Напор, м	КПД, %
55	5 1/2	R2	35,812	4,02	30,7	26,48	4,85	28
		R3	43,3	4,82	44	39,72	5,13	43,5
		RC5	63,29	5	52	66,2	4,75	52
		R7	96,61	5,55	61,3	92,69	5,68	61
		RA7	100	5,6	60,7	92,69	6,3	58,4
		R9	129,09	5,896	63	119,17	6,24	66
		RC12	154,9	5,896	66	158,89	5,79	66
		R14	200	5,41	64	185,38	5,48	64
		RA16	233,2	5,6	64,5	211,86	5,23	64
		RA22	299,8	4,76	68	291,3	4,89	68
		R32	366,45	4,82	66	423,72	4,09	64,5
		R38	533	3,6	64	503,17	3,78	63,5

Примечание. Параметры приведены к одной ступени и частоте вращения 2 915 мин⁻¹ при работе на воде с относительной плотностью, равной 1.

Фирма изготавливает насосы различных конструктивных исполнений: стандартная конструкция и конструктивные исполнения, предназначенные для различного содержания песка в откачиваемой жидкости.

Конструктивно стандартный насос фирмы ODI комплектуется из нижней, средней и верхней секций. Конструктивные отличия секций насоса фирмы ODI незначительные.

Средняя и верхняя секции – идентичны.

Нижняя секция насоса отличается от верхней и средней наличием приемной сетки и нижнего подшипника.

Особенностью вала нижней секции по сравнению с валами верхней и средней секций является увеличенный размер шлицевого конца вала за счет приваренной к нему втулки с наружными шлицами. Соединение валов секций – эвольвентное. Осевая сила, действующая на валы, передается свала на вал каждой секции (все валы имеют возможность перемещаться в осевом направлении в пределах 10–12 мм) и воспринимается помещенной в протекторе осевой опорой – как в установках фирм REDA и Centrilift. Поперечные силы воспринимаются радиальными подшипниками. В каждой секции насоса имеется верхний подшипник с парой трения: бронза (защитная втулка вала) по нирезисту. В нижней секции насоса кроме верхнего радиального подшипника установлен нижний подшипник (закаленная сталь по бронзе).

Кроме того, через определенное количество ступеней размещается бронзовая втулка, составляющая промежуточный подшипник с расточкой направляющей аппарата.

В насосах фирмы используют ступени двухопорной конструкции.

Основные детали насоса – корпус, головка, основание – изготавливаются из углеродистой стали.

Для защиты от H₂S и CO₂ корпуса могут изготавливаться из нержавеющей ферритной стали с покрытием из напыленного монеля толщиной 0,15 или 0,3 мм.

Газосепараторы фирмы ODI

Фирма ODI выпускает вихревые газосепараторы для газосодержания на приеме насоса свыше 10%. В конструкции этого газосепаратора, в отличие от центробежного, отсутствует центробежная камера. Фирма считает, что возбуждение слабого вихря приводит к естественному отделению газа от газожидкостной смеси с такой же эффективностью, как и в центробежном газосепараторе, но при меньшем потреблении мощности, что повышает надежность оборудования.

Электродвигатели импортного производства

Поставляемые в ОАО «Сургутнефтегаз» импортные УЭЦН комплектуются электродвигателями Centrilift и ODI.

Конструктивные схемы погружных электродвигателей, производимых различными фирмами, идентичны.

Погружной электродвигатель состоит из двух сборочных единиц – электродвигателя и гидрозащиты.

Электродвигатель двухполюсный трехфазный асинхронный с короткозамкнутым ротором маслonaполненный

Электродвигатели каждой серии имеют свой параметрический ряд по мощности и по шкале напряжения. Номер серии электродвигателя обозначает наружный диаметр корпуса двигателя в дюймах, умноженный на 10.

Электродвигатели выпускаются для работы в скважинах с температурой откачиваемой жидкости 90, 150 и 200 °С. Корпуса, концевые детали, крепеж электродвигателей коррозионно-стойкого исполнения выполняются из ферритных и нержавеющей сталей, а также с покрытием, наносимым методом газопламенного напыления.

Таблица 4

**Область применения электродвигателей
в зависимости от диаметра обсадной колонны**

Серия электродвигателя	Наружный диаметр электродвигателя, мм	Наружный диаметр обсадных труб
375	95,3	4 1/2 дюйма (114,3 мм)
450	114,3	5 1/2 дюйма (139,7 мм)
456	115,8	

6.2. НАЗЕМНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ УЭЦН

6.2.1. Станции управления УЭЦН

Для управления и защиты погружных электронасосов с двигателями ления представляет собой пыле-, влагозащищенный, обогреваемый в зимнее время шкаф, включающий в себя: силовую коммутационную аппаратуру, микропроцессорный блок управления (контроллер) с органами управления и индикации. Шкаф содержит входные и выходные силовые клеммы для подачи питающего напряжения ~380 В и для вывода силового питающего напряжения на повышающий трансформатор для погружного электродвигателя, клеммные зажимы для подключения внешних цепей телеконтроля и телеуправления, розетку для питания внешних потребителей (~380 В, 63 А).

Станция управления (СУ) ПЭД в комплекте с микропроцессорным блоком управления обеспечивает включение и отключение электродвигателя, дистанционное управление электродвигателем с диспетчерского пункта и управление электродвигателем, все виды защит по току и напряжению по задаваемым уставкам, непрерывный контроль сопротивления изоляции. Связь с системой диспетчеризации осуществляется по интерфейсу RS-485 или RS-232.

Станции управления «Электон» предназначены для управления и защиты погружных электродвигателей. Станции имеют три модификации, отличающиеся током силовой цепи 380 В (рассчитаны на номинальный ток 250, 400 и 630 А). Измерение тока погружного электродвигателя в станциях «Электон» осуществляется в первичной цепи повышающего трансформатора и пересчитывается в рабочий ток двигателя контроллером по специальной программе. Благодаря этому исключен ввод в станцию кабелей с вторичной обмотки повышающего трансформатора, что значительно упрощает монтаж и обеспечивает большую безопасность обслуживания. Для подключения к системе телемеханики существует встроенный интерфейс RS-485. Информация

о работе станции может быть считана в портативный компьютер для дальнейшего анализа работы насосной установки и занесения в базу данных.

Станции управления серии «Борец» – это станции управления усовершенствованной компоновки с контроллером. Замер рабочих параметров производится по стороне низкого напряжения трансформатора. Кабели высокого напряжения на станцию не заводятся, что упрощает монтаж и обеспечивает большую безопасность обслуживания.

Калибровка тока осуществляется прямо в окне текущих параметров. Небольшой по размерам шкаф высоко поднят на двух опорах с большой подставкой для устойчивости, что обеспечивает удобство завода силовых кабелей и их подключения. Предусмотрены исполнения с подключением силовых кабелей как в нижней части станции, так и в ее задней части в отдельном отсеке. Контроллер имеет четыре ступени доступа к изменению уставок и фиксирует бывшее значение и время каждого изменения.

Станции управления серии «Борец» предназначены для совместной работы с системами подземной телеметрии любого типа. Контроллер автоматически определяет тип погружного датчика, считывает с него информацию и осуществляет контроль и защиту в зависимости от выбранных установок по давлению, температуре и вибрации. Станции оборудованы жидкокристаллическим дисплеем и энергонезависимой памятью. Двухстрочный дисплей выводит всю информацию о работе двигателя в виде сообщений, состоящих из полных названий на русском (или английском) языке, что существенно повышает наглядность представления информации и простоту ее восприятия. Объем памяти в 2 Мб позволяет в режиме реального времени записать 32 768 событий, зафиксировать все изменения уставок с указанием даты и времени изменения ее нового и предыдущего значений.



Рис. 13. Станция управления «Электон»



Рис. 14. Станция управления серии «Борец»

Благодаря энергонезависимой памяти информация о параметрах работы станции сохраняется даже в случае отключения питания на промысле. Для дальнейшей обработки данные могут быть считаны на переносной компьютер, блок считывания и ввода параметров или переданы в систему АСУ по стандартному интерфейсу RS-485. Контроллер имеет четыре степени защиты от несанкционированного доступа к изменению уставок.

Станция управления УЭЦН с преобразователем частоты

Станция управления с преобразователем частоты предназначена для управления, защиты и контроля параметров электроцентробежных насосов (УЭЦН) с электродвигателями серии ПЭД с целью обеспечения оптимального режима работы нефтяной скважины.

Конструктивно станция управления с преобразователем частоты представляет собой шкаф, включающий в себя: силовую коммутационную аппаратуру, преобразователь частоты, фильтры электромагнитной совместимости, микропроцессорный блок управления (контроллер) с органами управления и индикации.

Условия эксплуатации станций управления УЭЦН

Окружающая среда – не взрывобезопасная и не пожароопасная, при отсутствии агрессивных паров, газов в концентрациях, разрушающих металл и изоляции.

Место установки – либо неотапливаемое помещение, либо вне помещения, под непосредственным воздействием солнечной радиации и климатических факторов.

Температура окружающей среды: от -60°C до $+60^{\circ}\text{C}$. Защита станции от условий окружающей среды относится по исполнению IP43.

Режим работы станций управления – продолжительный.

Условия транспортирования СУ в части воздействия механических факторов – по условиям Ж ГОСТ 23216, в части воздействия климатических факторов – по условиям хранения 8 (ОЖЗ) ГОСТ 15150.

6.2.2. Трансформаторы серии ТМПН

Трансформаторы серии ТМПН, ТМПНГ предназначены для питания погружных электронасосов от сети переменного тока напряжением 380 В частотой 50 Гц. Трансформаторы серии ТМПН, ТМПНГ изготавливаются с кожухами, защищающими человека от прикосновения к токоведущим частям трансформатора. Трансформаторы подключаются со стороны ВН и НН с помощью кабелей.

Трансформаторы серии ТМПН, ТМПНГ класса напряжения до 3 кВ

Трансформаторы (рис. 15) изготавливаются как в исполнении с расширителем (ТМПН), так и в герметичном исполнении (ТМПНГ) и могут эксплуатироваться в условиях умеренного (У1) и холодного (УХЛ1) климата.

Трансформаторы серии ТМПН класса напряжения до 10 кВ

Трансформаторы (рис. 16) предназначены для комплектования трансформаторных подстанций, питающих погружные электронасосы добычи нефти, могут эксплуатироваться в условиях умеренного (У1) и холодного

(УХЛ1) климата. Трансформаторы серии ТМПН-100/10, ТМПН-250/10 рассчитаны на работу в двух режимах:

- питание погружных электродвигателей;
- питание ремонтного фидера.

Состав и устройство ТМПН

Трансформатор состоит из магнитопровода, обмоток ВН (высшего напряжения) и НН (низшего напряжения), бака, крышки с вводами и расширителя с воздухоосушителем, переключателя (переключателей).

Пересоединение схемы соединения обмоток ВН со звезды на треугольник и обратно производится с помощью перемычек, расположенных на вводах ВН. Трансформатор заполняется трансформаторным маслом ГОСТ 982 или ГОСТ 10121, имеющим пробивное напряжение в стандартном разряднике не менее 40 кВ.



**Рис. 15. Трансформаторы
серии ТМПН, ТМПНГ
класса напряжения до 3 кВ**



**Рис. 16. Трансформаторы
серии ТМПН
класса напряжения до 10 кВ**

Технические данные ТМПН

Тип трансформатора, обозначение поставочного документа (ТУ), значение номинальной мощности, номинальных напряжений на всех ответвлениях обмотки высшего напряжения, номинальных токов, напряжение короткого замыкания, ток и потери холостого хода, потери короткого замыкания, схема и группа соединения обмоток, другие технические данные указаны в таблице 5, на паспортной табличке и в паспорте трансформатора.

Регулирование напряжения осуществляется при помощи двух переключателей без возбуждения ответвлений обмотки ВН.

Таблица 5

**Технические характеристики
масляных трансформаторов от 63 до 160 кВА**

Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		$I_{хх}'$, %	$U_{кз}'$, %	Схема и группа объединения обмоток
	высшее	низшее	холостого хода	короткого замыкания			
63/1	0,856	0,38	0,22	1,3	2,2	5,5	Y/Yн-0
100/3	1,61		0,29	1,9	1,65		
160/3	2,05		0,42	2,6			

Таблица 6

Напряжение ступеней регулирования

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение ВН, В	Напряжение ступеней регулирования
ТМПН-63/1	63	611	675-643-611-584-549-517-483-455-423-391
		856	1023-982-941-900-856-824-781-739-698-657
ТМПН-100/3	100	736	736-708-681-649-620-592-562-530-502-475
		844	958-920-882-844-810-782-747-709-671-633
		1 170	1170-1108-1045-983-920
		1 610	1610-1525-1440-1355-1270
		1 614	1614-1542-1474-1402-1334-1263-1191-1123-1051-984-912-839-772-700-633
		1 980	2210-2095-1980-1865-1750
ТМПН-160/3	160	1 090	1136-1090-1045-1007-965-927-885-847-802-756
		2 050	2200-2125-2050-1975-1900

Таблица 7

Комплектация ПЭД погружным кабелем и ТМПН

Двигатель	ТМПН	Кабель погружной
ПЭД 16-28	63/856	3×10
	63/921	3×10
	100/844	3×10
ПЭД 32	63/921	3×10; 3×16
	100/1170	3×10; 3×16
ПЭД 40	100/1250	3×10
	100/1610	3×10
ПЭД 45	100/1614	3×16
	63/921	3×16
	100/1170	3×16
ПЭД 50-56	100/1170	3×10
	100/1614	3×10
ПЭД 63	100/1170	3×25
	100/1250	3×25
	100/1614	3×25
	160/1900	3×16
	100/1902	3×16
ПЭД 70-80	160/1900	3×16
	160/1902	3×16
	160/2050	3×16
ПЭДС 90-100	160/1900	3×16
	160/1902	3×16
	160/2050	3×16
ПЭДС 125-140	160/1900	3×25
	160/1902	3×25
	200/2050	3×25
ПЭДС 180-250	400/2178	3×25

6.3. МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ УЭЦН

6.3.1. Подготовка скважин к спуску УЭЦН

Подготовка скважины к спуску и спуск УЭЦН производится в соответствии с утвержденным планом работ. Глушение скважины осуществляется по инструкции, утвержденной главным инженером ОАО «Сургутнефтегаз».

Промывка скважины до искусственного забоя производится в случаях, когда:

- УЭЦН спускается в скважину после бурения, а также после всех ремонтных работ на скважине, связанных с бурением, райбированием и скреперованием эксплуатационной колонны;
- забой засорен песком так, что глубина текущего зумпфа менее 10 метров;
- скважина обрабатывалась агрессивными жидкостями (после обработок призабойной зоны различными составами);
- при проведении капитального ремонта – в любом случае.

При повышенном содержании механических примесей в период эксплуатации предыдущей УЭЦН производится отбивка забоя с принятием решения по ее результатам о проведении промывки.

Промывка производится до искусственного забоя (жесткая посадка пера на забой) с последующей заменой раствора в скважине свежим раствором, содержание КВЧ в котором не должно превышать 100 мг/л.

В процессе завершения промывки производится контрольный отбор пробы на содержание КВЧ. После промывки производится контрольная отбивка забоя.

Обязательное шаблонирование эксплуатационной колонны перед спуском УЭЦН производится:

- в скважинах, выходящих из бурения или из капитального ремонта, связанного с ремонтом эксплуатационной колонны;
- при переводе скважины на эксплуатацию с помощью УЭЦН (с другого способа эксплуатации);
- при вводе скважины в эксплуатацию с помощью УЭЦН из других категорий фонда скважин;
- при смене УЭЦН на типоразмер большего диаметра;
- при увеличении глубины спуска УЭЦН;
- в случаях обнаруженного механического повреждения кабеля и затяхках при подъеме предыдущего отказавшего оборудования.

Глубина спуска шаблона должна быть ниже места размещения УЭЦН не менее чем на 50 метров.

Длина шаблона должна быть не меньше длины установки ЭЦН, но не менее 16 метров.

В случае непрохождения шаблона диаметром 120 мм скважина шаблонировается шаблоном диаметром 117 мм. По заявке, согласованной главным технологом (начальником ПТО) НГДУ, ЦБПО ЭПУ комплектуется установка погружным электродвигателем габаритом 103 мм.

В случае непрохождения шаблона диаметром 127 мм перед спуском УЭЦН5А скважина шаблонировается шаблоном диаметром 124 мм. При

этом скорость спуска установки не должна превышать 0,1 м/с по всей длине спуска.

В случаях непрохождения шаблона, либо при затяжках, производится райбирование эксплуатационной колонны с последующим шаблонированием.

Представитель ЦБПО ЭПУ вправе требовать у бригады перед монтажом установки подтверждения факта промывки скважины или шаблонирования эксплуатационной колонны (запись в вахтовом журнале, картограмму ГИВ-6).

Таблица 8

**Диаметры шаблонов для проверки проходимости
эксплуатационных колонн**

Шифр УЭЦН	Максимальный диаметр УЭЦН, мм	Минимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм	Диаметр шаблона, мм
УЭЦН-5	118	121,7	120
УЭЦН-5А	124	127	127
УЭЦН-6	137	144,3	140
УЭЦН-6А	140,5	148,3	144
CENTRILIFT	123,5	127	124
ODI	121,6	127	124

6.3.2. Монтаж УЭЦН на скважине

Перед монтажом УЭЦН необходимо получить задание на производство работ и эксплуатационный паспорт на установку.

Подготовить согласно табелю оснащенности необходимый инструмент и необходимые хомуты-элеваторы, убедиться в их исправности.

Погрузить установку на специально оборудованный для перевозки УЭЦНМ транспорт, при этом производить внешний осмотр оборудования, контролировать правильность комплектации, соответствие номеров на оборудовании и в эксплуатационном паспорте.

С целью предотвращения повреждения при транспортировании каждая секция установки закрепляется зажимами на транспортном средстве.

По прибытии на скважину осматривается площадка. Устье скважины не должно быть загромождено посторонними предметами, мостик должен иметь деревянный настил, очищенный от нефти. Колонный фланец должен быть свободным, при необходимости установлен пьедестал для монтажа УЭЦНМ. УЭЦН разгружается на мостки (на штабель НКТ) верхними торцами к устью скважины на опоры, например, деревянные прокладки, так, чтобы расстояние от торца секции до ближайшей опоры было равно одной четверти длины секции.

Барабан с кабелем устанавливается на опоры механизированного кабеленаматывателя так, чтобы кабель при проведении спуска погружного агрегата разматывался с верхней части барабана.

Механизированный кабеленаматыватель должен быть установлен в 15–20 м от устья скважины на специально подготовленной ровной площадке так, чтобы воображаемая линия, проведенная от устья скважины через кабельный ролик к середине барабана, была перпендикулярна оси его вращения и чтобы кабеленаматыватель был в поле зрения машиниста агрегата подземного ремонта.

Кабельный ролик (подвеска) должен быть закреплен на подъемнике на высоте 8–10 м от поверхности земли на одной линии с кабеленаматывателем и устьем скважины. Ось вращения ролика должна быть параллельна оси барабана. Между автонаматывателем и устьем скважины необходимо установить через каждые 2–3 метра подставки под кабель высотой около 1 м, поперечины которых оснащены вращающимися патрубками.

В ненастную погоду монтаж-демонтаж УЭЦН производить запрещается, если невозможно предохранить полость электродвигателя и гидрозащиты от попадания в них влаги и пыли. В зимнее время монтаж запрещается производить при температуре ниже минус 35 °С.

Освещенность в ночное время при производстве монтажа-демонтажа должна быть не ниже 100 лк.

Все работы выполняются совместно с ремонтной бригадой.

Перед началом работ проверяется центровка таль-блока относительно устья скважины. При необходимости нужно произвести центровку таль-блока. В противном случае есть вероятность среза РТИ при стыковке модулей УЭЦН.

УЭЦН комплектуется различными типами гидрозащиты. Для каждого типа гидрозащиты существует свой способ монтажа. Подробно технология монтажа УЭЦН расписана в технологической инструкции по монтажу УЭЦН на устье скважины.

Общая последовательность работ при монтаже УЭЦН с ПЭД односекционного исполнения: производится монтаж ПЭД, после чего к электродвигателю подсоединяется кабельная линия; после проведения опрессовки токоввода монтируется протектор и производится заполнение протектора маслом и проверка его герметичности, после чего производится монтаж секций ЭЦН.

В таблицах 9, 10, 11, 12 приведена необходимая техническая справочная информация.

В зимнее время и при отрицательной температуре окружающего воздуха резиновые кольца до непосредственной операции установки их в канавки на посадочных поверхностях необходимо хранить в теплом месте (например, в кармане куртки монтажника).

Отличие монтажа УЭЦН с ПЭД двухсекционного исполнения состоит в том, что необходимо состыковать между собой верхнюю и нижнюю секции ПЭД. Дальнейшие операции выполняются аналогично операциям, выполняемым при монтаже УЭЦН с ПЭД односекционного исполнения.

По окончании монтажа проверяется сопротивление изоляции системы «кабель – двигатель», оно должно быть не менее 100 МОм.

Правила заполнения эксплуатационного паспорта

Все пункты раздела «Монтаж» эксплуатационного паспорта установки должны быть обязательно заполнены при проведении монтажа установки.

В случае если скважина не подготовлена, монтаж не производится до устранения нарушений и об этом делается отметка в паспорте на первой странице. Все пункты раздела. «Демонтаж УЭЦН» паспорта должны быть обязательно заполнены при проведении демонтажа установки.

Обо всех нарушениях и несоответствиях при демонтаже необходимо делать отметки в паспорте.

После проведения работ по монтажу паспорт подписывается представителем бригады ПРС (КРС) о принятии установки, а также паспорт подписывается представителем после проведения демонтажа для подтверждения результатов.

Таблица 9

Резиновые уплотнительные кольца для монтажа УЭЦН

№ п/п	Размер кольца	Количество на установку	Место установки
Односекционный электродвигатель с 1Г-51, МГ51, МГ54, МГ52, Г57, ГЗН92.			
1	059-065-36-2-2	2+2	Основание протектора, основание электродвигателя
2	033-036-19-2-2	1	Узел токоввода электродвигателя
3	030-035-30-2-2	1	
4	060-065-30-2-2	1 (2, 3,...)	Основание секции насоса
Односекционный электродвигатель с ГБ-52, ПБ-92, 2ПБ-92			
1	059-065-36-2-2	2	Основание электродвигателя
2	033-036-19-2-2	1	Узел токоввода электродвигателя
3	030-035-30-2-2	1	
4	060-065-30-2-2	2	Основание протектора
5	060-065-30-2-2	1 (2, 3,...)	Основание секции насоса
Односекционный электродвигатель с П92-МНВ			
1	059-065-36-2-2	2	Основание электродвигателя
2	033-036-19-2-2	1	Узел токоввода электродвигателя
3	030-035-30-2-2	1	
4	052-058-36-2-2	2	Основание протектора
5	060-065-30-2-2	1 (2, 3,...)	Основание секции насоса
С двухсекционным электродвигателем			
1	033-036-19-2-2	1	Узел токоввода электродвигателя
2	030-035-30-2-2	1	
3	066-071-30-2-2	2	Основание верхней секции электродвигателя 103 габарита
4	074-080-36-2-2	2	Основание верхней секции электродвигателя 117 габарита
5	094-100-36-2-2	2	Основание верхней секции электродвигателя 130 габарита

№ п/п	Размер кольца	Количество на установку	Место установки
С двухсекционным электродвигателем 130 габарита с МГ-62			
1	059-065-36-2-2	2	Основание электродвигателя
2	033-036-19-2-2	1	Узел токоввода электродвигателя
3	030-035-30-2-2	1	
4	079-085-36-2-2	2	Основание протектора
5	094-100-36-2-2	2	Основание верхней секции электродвигателя 130 габарита

Таблица 10

**Сопротивление изоляции 1 км кабеля
в зависимости от температуры окружающей среды**

Температура окружающей среды, °С	−40–0	5	10	15	20	25	30	35	40
Сопротивление изоляции, МОм/км	12 000	12 000	5 500	2 500	1 200	570	270	135	80

Таблица 11

Таблица поясов для крепления кабеля

Вид оборудования	Код пояса	Длина пояса, мм
Насосно-компрессорная труба 48 и 60	ЭН - 21/1	300
Насосно-компрессорная труба 73	ЭН - 21/2	352
Насосно-компрессорная труба 89	ЭН - 21/3	402
Насосы группы 5, 5А и 6	ЭН - 21/4	472

Таблица 12

Таблица моментов затяжки резьбовых соединений УЭЦН

Узел соединения	Размер резьбы, мм	Момент затяжки, кгс·м
Компенсатор – электродвигатель, электродвигатель – протектор	M10×1,5	3,5+0,25
Протектор – секция ЭЦН, секция ЭЦН – секция ЭЦН	M12×1,75	5,0+0,25
Токоввод электродвигателя – муфта кабеля	M10×1,5	3,0+0,25
Пробки компенсатора, электродвигателя, протектора	M10×1,0	2,0+0,25 или 5/8 оборота ключа

6.3.3. Спуск УЭЦН в скважину

Для спуска УЭЦН с номинальной подачей до 200 м³/сут включительно применяются НКТ диаметром 60 мм, для спуска УЭЦН с номинальной подачей 250 м³/сут и выше применяются НКТ диаметром 73 мм.

Спуск установки ЭЦН в скважину производится со скоростью не выше 0,25 м/с. Скорость спуска УЭЦН5А в скважину, в которую не прошел шаблон диаметром 127 мм и прошаблонированную шаблоном диаметром 124 мм, не должна превышать 0,1 м/с по всей длине спуска. При прохождении УЭЦН участков колонны с темпом набора кривизны более 1° на 10 метров, указанных в плане работ, скорость спуска не должна превышать 0,1 м/с.

При спуске установки необходимо обязательное соблюдение следующих требований:

- обеспечение центровки подъемника;
- зачистка металлической щеткой и смазка резьб НКТ графитной смазкой УССА, Р-2, Р-402 или аналогичной им по назначению;
- шаблонирование каждой трубы (при использовании ремонтных и повторно используемых труб) шаблонами диаметром 47 мм, 59 мм, 71 мм для НКТ диаметром 60 мм, 73 мм, 89 мм соответственно;
- контроль затяжки обоих резьбовых соединений муфты: при полной затяжке резьбового соединения расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы на трубе должно быть 3,5–5,0 мм (полторы-две нитки);
- отбраковка НКТ по визуальному состоянию поверхности тела НКТ, резьб ниппеля НКТ и муфты;
- замер длины каждой трубы с записью меры НКТ;
- очистка наружной поверхности НКТ от песка и парафина.

При спуске УЭЦН в скважину проворачивание установки и подвески НКТ недопустимо. С этой целью при использовании ключей без задерживающих устройств первые 20–30 труб над УЭЦН свинчиваются вручную с применением задерживающего ключа. В процессе спуска недопустимы рывки или натяжка и изгибы кабеля радиусом менее 380 мм, закрутка кабеля на НКТ. Кабель от автоматывателя до устья должен постоянно находиться в провисшем под собственным весом состоянии, но при этом не волочиться по земле, а располагаться на стойках. При неисправном автоматывателе спуск УЭЦН запрещается.

Кабель к НКТ крепится стальными поясами (клямсами) на расстоянии 250–300 мм выше и ниже каждой муфты НКТ, при этом нельзя допускать слабину и провисов кабеля внутри скважины. Стальные пояса устанавливаются также выше и ниже сросток кабеля на расстоянии 150–200 мм от них. Если сростка оказалась на муфте НКТ, то труба заменяется другой, имеющей необходимую длину.

Стальные пояса затягиваются до момента начальной деформации брони кабеля. Пряжку стального пояса следует располагать в свободном пространстве между НКТ и кабелем (но не на поверхности кабеля), загнутый конец стального пояса плотно прижать к пряжке.

Через каждые 300 метров спуска УЭЦН бригада ТКРС (освоения) проверяет сопротивление изоляции УЭЦН мегомметром с записью результатов замера в эксплуатационном паспорте установки. Допускается производить

контроль за сопротивлением изоляции приборами НКИ либо другими, предназначенными для этих целей.

Разделка кабеля под кабельный ввод и сборка кабельного ввода производятся согласно инструкции.

При сборке кабельного ввода производится обязательная замена уплотняющего элемента новым. Бурильщик (старший оператор) при сборке кабельного ввода контролирует состояние всех элементов и резьб кабельного ввода.

После окончания спуска УЭЦН бригада ТКРС (освоения) замеряет сопротивление изоляции установки до и после герметизации сальникового ввода кабеля, величина которого должна быть не менее 5 МОм. При протягивании кабеля через сальниковый ввод не допускаются перекрыты кабельной линии, а также ее изгибы радиусом менее 380 мм.

При сопротивлении изоляции после герметизации сальникового ввода фонтанной арматуры менее 5 МОм, если позволяет кривизна скважины, необходимо извлечь одну трубу, в месте разделки под сальник дополнительно разделить броню, развести жилы, произвести их протирку и вновь проверить сопротивление изоляции. Если изоляция восстановилась, то после согласования с ЦДНГ вопроса об изменении глубины спуска производится герметизация устьевого арматуры. Свободный конец брони кабеля закрепляется под гайкой устьевого арматуры. Кабель прокладывается от устья до станции управления или клеммной коробки (при ее наличии), при этом не допускаются перекрыты и изгибы кабельной линии радиусом менее 380 мм. Заполняется эксплуатационный паспорт УЭЦН и вызываются представители ЦБПО ЭПУ и ЦДНГ для контрольного замера сопротивления изоляции установки и запуска УЭЦН.

При запуске скважины после ремонта заполненный эксплуатационный паспорт УЭЦН бригадой ТКРС (освоения) передается представителю ЦДНГ, производящему запуск.

Ответственность за качество спуска УЭЦН в скважину с соблюдением требований, предусмотренных при спуске УЭЦН в скважину, возлагается на мастера бригады ТКРС (освоения), производившей спуск.

6.3.4. Запуск и вывод УЭЦН на режим

Подготовка станции управления УЭЦН и трансформатора

Перед запуском УЭЦН необходимо выполнить следующие действия.

В обязательном порядке необходимо проверить заземление и зануление СУ и ТМПН. Омметром (комбинированным прибором) проверяется целостность металлической связи заземлений:

- станция управления должна быть соединена с площадкой заземляющим проводником сечением не менее 6 мм² сваркой;
- силовой погружной трансформатор должен быть соединен с площадкой заземляющим металлическим проводником сечением не менее 10 мм² сваркой;
- площадка должна быть металлически связана (заземлена) с устьем скважины проводником сечением не менее 6 мм² и нейтралью трансформатора ТП.

Проверяется работоспособность СУ на холостом ходу, исправность контроллера, порядок чередования фаз питающего напряжения, в соответствии с технологической инструкцией по запуску и выводу на режим производится настройка уставок защит. Далее через специальное отверстие заводится кабель в клеммную коробку, кабель закрепляется специальными хомутами (зажимами). После этого выставляется необходимое для питания ПЭД напряжение на ТМГН. Подготовка трансформатора к запуску и подбор оптимального напряжения питания ПЭД осуществляется в соответствии с требованиями технологической инструкции по запуску и выводу УЭЦН на режим.

По команде оператора установка запускается в работу.

После запуска установки при нормальном направлении вращения и герметичности лифта подача из пробоотборника должна появиться не позднее, чем через указанное в таблице 13 время, в зависимости от производительности насоса. Если через это время подачи нет, то установку необходимо отключить и выяснить причины отсутствия подачи (возможно неправильное направление вращения, негерметичность лифта, отсутствие притока и т.д.)

Таблица 13

Время появления подачи после первого пуска

Максимальная производительность насоса	м³/сут	25, 30	50, 60	80	125, 160	200	250	400, 500
Максимальное время для появления подачи после первого пуска	мин	40	25	15	10	10	5	3
Рекомендуемая периодичность проверки уровня	ч мин	1 ч	1 ч	1ч	30 мин	30 мин	20 мин	15 мин

Вывод на режим

Вывод УЭЦН на установленный режим работы производится под контролем мастера по добыче нефти и газа (инженера-технолога), пусковой бригадой в составе оператора по добыче нефти и газа, который выполняет все необходимые операции с устьевой арматурой, коллектором, АГЗУ «Спутник», обеспечивает контроль за величиной подачи из скважины, за изменением уровня жидкости в затрубном пространстве и заносит в эксплуатационный паспорт значения технологических параметров, при которых установка вышла на режим, и электромонтера цеха по прокату ЭПУ ЦБПО, который по заявке ЦДНГ производит окончательную настройку защиты УЭЦН с занесением величин в эксплуатационный паспорт УЭЦН.

Целью операции по выводу скважины с УЭЦН на режим является обеспечение работоспособности УЭЦН в начальный период ввода скважины в эксплуатацию после ремонта.

Основная задача состоит в недопущении перегрева ПЭД, удлинителя кабеля и обеспечении отключения УЭЦН при снижении динамического уровня до критического значения с учетом освоения скважины. С этой це-

лью в начальный период после запуска УЭЦН осуществляется регулярный контроль за величиной подачи из скважины и темпом снижения динамического уровня.

После запуска установки необходимо осуществлять контроль за отбивкой динамического уровня жидкости в затрубном пространстве при помощи уровнемера типа «СУДОС».

Примечание. Замер уровня оператором производится через время, указанное в таблице 13, зависящее от производительности насоса. При освоении скважины допускается снижение уровня в затрубном пространстве до 200 м над приемом насоса. В установившемся режиме насос должен иметь погружение под динамический уровень не менее 400–600 м.

При достижении уровня жидкости менее 200 м над приемом насоса установку следует отключить, не допуская срыва подачи.

Необходимо контролировать восстановление уровня в течение 0,5 часа, т.к. по скорости восстановления определяется приток жидкости в скважину. Оценка величины потока охлаждающего ПЭД, равного притоку из пласта, определяется в процессе вывода на режим как разность между общим замером по АГЗУ и темпом откачки (объемным расходом) жидкости из затрубного пространства, определяемым по таблице 14.

После восстановления уровня следует повторить цикл откачки. При втором цикле откачки необходимо контролировать восстановление уровня в течение 1 часа. Если приток скважины не обеспечивает минимально дебита, освоение производится с периодическим включением установки.

Достаточным для охлаждения ПЭД при выводе на режим после первого цикла считается отбор жидкости из пласта, составляющий не менее 50% от номинальной производительности спущенного насоса, но регулярный замер динамического уровня необходимо продолжать. Периодичность замеров зависит от типоразмера применяемого насоса.

При выводе на режим УЭЦН 30 через 2 часа работы, УЭЦН 50–80 – через 1 час работы после запуска оператором замеряется $H_{дин}$ и $Q_{ж}$, после чего установку следует отключить для охлаждения на 30 мин. При достаточном (более 50% номинальной производительности) притоке из пласта дальнейший вывод на режим производить без остановки на охлаждение.

При недостаточном притоке из пласта (менее 50%) УЭЦН отключается на восстановление уровня при достижении предельно допустимого динамического уровня или не более 1 часа работы. Высокопроизводительные установки, начиная с ЭЦН 125, допускается выводить на режим без остановки на охлаждение при притоке из пласта более 50% от номинальной производительности. Повторный запуск УЭЦН производится через 30 мин.

При выводе на режим малodeбитных скважин допускается применение функции АПВ блоков управления СУ ШГС с целью оперативного изменения (при необходимости) программы вывода на режим.

Данный способ применяется при температуре воздуха не ниже минус 20 °С.

Таблица 14

Данные для оценки величины потока охлаждающего ПЭД

Изменение уровня в затрубном пространстве за 15 минут, м	1. Темп откачки из затрубного пространства 2. Темп притока из пласта, м³/сут.			
	Эксплуатационная колонна 168 мм		Эксплуатационная колонна 146 мм	
	НКТ 2"	НКТ 2,5"	НКТ 2"	НКТ 2,5"
1	2	3	4	5
1	1,4	1,2	0,9	0,8
2	2,7	2,5	1,9	1,6
3	4,1	3,7	2,8	2,4
4	5,4	4,9	3,7	3,2
5	6,8	6,1	4,7	4
6	8,1	7,4	5,6	4,8
7	9,5	8,6	6,5	5,6
8	10,8	9,8	7,5	6,5
9	12,2	11	8,4	7,2
10	13,5	12,3	9,3	8,1
20	27	25	19	16
30	41	37	28	24
40	54	49	37	32
50	68	61	47	40
60	81	74	56	48
70	95	86	65	56
80	108	98	75	65
90	122	110	84	73
100	135	123	93	81
110	149	135	103	89
120	163	147	112	97
130	176	159	121	105
140	190	172	131	113
150	203	184	140	121

Примечание. При довыводах скважин периодичность измерения $H_{дин}$ и $Q_{ж}$ должна составлять не менее трех раз в сутки. Особо важное значение имеет замер $Q_{ж}$, так как это позволяет своевременно заметить снижение дебита, часто возникающее вскоре после запуска из-за засорения насоса, негерметичности обратного клапана устьевой арматуры и др. причин.

Скважина считается выведенной на режим, если результаты трех измерений динамического уровня, выполненные с интервалом в 0,5 часа, близки по значению (разница не более 50 м) либо наблюдается повышение уровня.

По заявке ЦДНГ цех по прокату ЭПУ производит подбор оптимального напряжения и настройку защиты СУ согласно «Технологической инструкции №89 по отстройке защит наземного оборудования после вывода УЭЦН на установившийся режим работы». Порядок проведенных работ и параметры работы скважины и установки заносятся в раздел 7 «Вывод установки на режим» эксплуатационного паспорта с приложением подтверждающих документов.

6.3.5. Основные осложнения при запуске, выводе на режим и эксплуатации УЭЦН

При запуске, выводе на режим и эксплуатации УЭЦН возможны следующие основные осложнения:

- недостаточный приток жидкости из пласта;
- неразворот или тяжелый пуск установки;
- отсутствие подачи.

Недостаточный приток жидкости из пласта

Если в процессе откачки раствора глушения динамический уровень снизился до критического уровня (200 м над приемом насоса) или сработала защита ЗСП, то это означает, что приток жидкости из пласта ниже производительности установки по каким-либо причинам, тогда выполняются указанные ниже работы.

Восстановление уровня в затрубном пространстве за счет притока из пласта с последующей откачкой до критического уровня. Эти операции повторяются до получения определенного результата (положительного или отрицательного).

Если восстановление уровня в затрубном пространстве при отключенной установке не происходит или происходит незначительно, то производится откачка до уровня ниже критического уровня менее 200 м над приемом насоса с целью увеличения депрессии на пласт со следующим его восстановлением и откачкой. Операции повторяются до получения определенного результата. Если вывести установку на режим не удастся, то используется штуцирование на выкиде, перевод на периодический режим работы.

Запуск УЭЦН и освоение скважины с помощью частотного преобразователя осуществляется бригадой, обученной работе с ним.

Неразворот или тяжелый пуск установки

При неразвороте или тяжелом пуске УЭЦН при отключении ПЭД защитой от перегрузки (ЗП) выполняются следующие операции:

- проверяется исправность и функционирование защиты станции управления;
- проверяется напряжение питания по фазам на низкой и высокой стороне трансформатора ТМПН;

- проверяется мегомметром сопротивление изоляции, наличие «звезды» системы «кабель – двигатель».
- изменяется чередование фаз на погружном кабеле; проверяется напряжение по фазам на его зажимах;
- при сопротивлении изоляции не менее 10 МОм проводится запуск установки.

Замеряются токи по фазам токовыми клещами на высокой и низкой стороне ТМГН. Перекос фаз по напряжению и току не должен превышать 5%. Проверяются на соответствие показания амперметра СУ.

При неразвороте установки и сопротивлении изоляции не менее 10 МОм допускается повысить напряжение ТМГН на величину дополнительных потерь в кабеле от пусковых токов (до $1,3 U_{ном}$) и еще раз включить УЭЦН.

Продолжительность непрерывной работы ПЭД при повышенном напряжении в зависимости от величины перегрузки по току определяется по таблице 15.

Таблица 15

Продолжительность работы в зависимости от величины нагрузки

Перегрузка ПЭД от $I_{раб}/I_{ном}$	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
Допустимое время работы, мин	60	10	5	2	1

После снижения тока нагрузки до номинального необходимо снизить напряжение ТМГН до оптимального и произвести настройку защит на СУ. Работа электродвигателя с нагрузкой более $1,5 I_{ном}$ не допускается. Если в указанное в таблице время ток нагрузки не снизился до номинального, установку следует отключить.

Примечание. Повторный запуск разрешается производить через 15–20 мин после отключения, предварительно повысив выходное напряжение ТМГН на 1–2 ступени.

Решение о проведении дополнительных операций (промывка) принимает ведущий технолог ЦДНГ.

При работе установки с перегрузкой замеряются напряжение и ток по фазам. Если обнаружена несимметричность 5% и более, установка отключается и выясняется причина.

При невозможности восстановления номинального режима работы УЭЦН установка отключается, концы кабеля отсоединяются от СУ (ТМГН или клеммной коробки). Объем и результаты проведенных работ записываются в эксплуатационный паспорт в разделы 6, 7 «Запуск установки», «Вывод установки на режим» и журнал выполнения заявок.

Ответственность за организацию и качество работ несет технологическая служба ЦДНГ и ЭМЦ.

В случае если заклинивание УЭЦН произошло при запуске после спуска УЭЦН (возможно, заклинивание произошло из-за недопустимой кривизны

эксплуатационной колонны), перед подъемом установку следует приподнять на 1–2 НКТ и произвести пробный запуск.

Отсутствие подачи

При отсутствии подачи установки принимаются меры по проверке герметичности лифта и циркуляции через систему «затрубье – насос – лифт».

Вначале необходимо убедиться в том, что насос вращается, причем в нужном направлении.

Запрещается: перефазировка ПЭД 90 кВт и выше.

Вращение ЭЦН подтверждается по току нагрузки, фиксируемому щитовым амперметром (для точности целесообразно замерять токи по всем фазам токовыми клещами).

Ток нагрузки должен быть выше, чем ток холостого хода приводного двигателя (из прилагаемого протокола на ПЭД). При этом необходимо учесть, что нижнего предела тока нагрузки, при котором можно оценить, вращается насос или нет, не существует, так как меняется и ток холостого хода в зависимости от питающего напряжения.

Направление вращения ЭЦН по току нагрузки невозможно определить, поэтому после отработки времени в одном направлении вращения при отсутствии подачи следует сменить вращение УЭЦН и включить установку в другом направлении. Если и после этого подача не появилась, то необходимо:

- проверить герметичность лифта наземной техникой ($P = 40$ атм);
- проверить циркуляцию через «затрубье – насос – лифт»;
- добиться циркуляции при помощи прокачки горячей нефтью.

Если после всех проведенных мероприятий добиться подачи не удалось, то необходимо установку поднять и определить причину.

Время непрерывной работы установки при отсутствии подачи не должно превышать 1 часа (для ЭЦН5А – 0,5 часа).

Температура горячей нефти, подготовленной для прокачки подачей через затрубное пространство, во избежание порчи кабеля не должна превышать 90 °С.

6.3.6. Демонтаж УЭЦН (по видам гидрозащит)

В процессе эксплуатации установки ЭЦН может произойти снижение подачи пластовой жидкости, выход из строя установки из-за снижения сопротивления изоляции системы «кабель – двигатель», а также из-за заклинивания. В этом случае службами НГДУ проводится ряд мероприятий, которые направлены на устранение возможных причин выхода из строя установки. Если после проведения соответствующих мероприятий не удалось восстановить работоспособность установки ЭЦН, то принимается решение о ее подъеме и демонтаже.

Окончательное решение о подъеме установки принимается службами ЦДНГ на основании анализа оперативных данных работы УЭЦН. При этом в эксплуатационном паспорте установки отражаются причины остановки или отклонений от установленного режима, приведших к необходимости ремонта.

О решении демонтажа установки ЭЦН службы ЦДНГ ставят в известность ЦБПО ЭПУ с подачей заявки на демонтаж оборудования.

На основании поданной заявки (на демонтаж УЭЦН) диспетчер ЦБПО ЭПУ оформляет задание на производство работ по демонтажу установки (в задании указывается время начала работ, место проведения работ). Данное задание выдается электромонтеру по ремонту и эксплуатации электрооборудования (Далее по тексту – электромонтер).

После получения задания электромонтер производит подготовительные работы, которые включают в себя подготовку и проверку необходимого инструмента. После окончания подготовительных работ монтажник загружает инструмент и принадлежности на специально оборудованный транспорт и отбывает к месту проведения демонтажа (куст).

По прибытии на куст электромонтер проверяет правильность заполнения эксплуатационного паспорта (наличие записи о причинах подъема УЭЦН). При неправильном или неполном заполнении эксплуатационного паспорта демонтаж УЭЦН не производится.

Далее электромонтер производит разгрузку своего инструмента и принадлежностей.

Подъем последней НКТ бригадой ПРС осуществляется в присутствии электромонтера для возможности контроля состояния всех узлов УЭЦН. В процессе всего демонтажа электромонтер осматривает состояние всех узлов установки, наличие клямс, состояние кабельной линии и кабельного удлинителя. Все работы по демонтажу УЭЦН электромонтер ЦБПО ЭПУ выполняет совместно с бригадой ПРС.

До начала демонтажа производится замер сопротивления изоляции системы «кабель – двигатель». Замер сопротивления изоляции системы необходимо проводить со стороны барабана мегомметром (2 500 В). Результаты всех произведенных замеров сопротивления изоляции заносятся в эксплуатационный паспорт.

После поднятия последней НКТ и появления из устья скважины соединения НКТ с верхней секцией ЭЦН устанавливается хомут-элеватор на головке верхней секции. После чего установка опускается до посадки хомута-элеватора на колонный фланец. Отсоединяется последняя НКТ и проверяется состояние ловильной головки на предмет загрязнений. Затем вворачивается обратный клапан в ловильную головку и сбивной клапан в обратный клапан. Резьбовая часть сбивного клапана закрывается упаковочной крышкой.

При подъеме установки погружной кабель должен сматываться на кабельный барабан. При сматывании погружного кабеля не допускается его волочение по земле. В процессе подъема тщательно осматривается кабель, отмечаются места повреждений.

Установка поднимается над устьем скважины до появления соединения верхней и нижней секции ЭЦН. Устанавливается хомут-элеватор на головке нижней секции, и установка опускается до посадки хомута-элеватора на колонный фланец.

Верхняя и нижняя секции рассоединяются. Специальным ключом проверяется легкость вращения валов секций. На шлицевой конец вала нижней

секции устанавливается шлицевая муфта. Оба торца секций закрываются транспортировочными крышками.

При наличии средней секции ее демонтаж производится аналогично верхней.

После строповки агрегат поднимается до появления стыка фланцев входного модуля и протектора. Хомут-элеватор устанавливается на головке протектора, и установка опускается до посадки хомута-элеватора на колонный фланец.

Нижняя секция ЭЦН и входной модуль рассоединяются. Специальным ключом проверяется легкость вращения валов. На шлицевой конец вала ЭЦН устанавливается шлицевая муфта, и транспортировочной крышкой закрывается торец нижней секции ЭЦН.

Входной модуль отсоединяется от демонтируемой установки. Транспортировочными крышками закрываются оба торца входного модуля.

На верхний торец протектора устанавливается транспортировочная крышка.

При комплектации УЭЦН газосепаратором его демонтаж производится аналогично нижней секции ЭЦН.

После строповки агрегат поднимается до появления стыка фланцев протектора и электродвигателя. На головку электродвигателя устанавливается хомут-элеватор, и установка опускается до посадки хомута-элеватора на колонный фланец.

При демонтаже УЭЦН с гидрозащитой 1Г51, МГ-51 с помощью петли весь агрегат поднимается над устьем скважины до появления из скважины компенсатора. Отворачивается пробка 7 (рис. 17), закрывается клапан и заворачивается пробка 7. После чего подвеска опускается до посадки хомута-элеватора на колонный фланец. Снимается пояс крепления петли, лишний кабель сматывается на барабан.

Далее производится демонтаж в зависимости от типа гидрозащиты и секционного исполнения погружного электродвигателя.

Демонтаж ПЭД с гидрозащитой 1Г51

Отсоединяются протектор и электродвигатель. С помощью специального ключа проверяется легкость вращения валов. Транспортировочной крышкой закрывается нижний торец протектора.

На верхнюю головку электродвигателя устанавливается опрессовочная крышка с манометром.

Выворачивается пробка (4) обратного клапана (рис. 17) электродвигателя, штуцер заправочного маслоснабжения вворачивается в отверстие из-под пробки. Насосом создается внутри электродвигателя давление 5,0 кгс/см² и выдерживается в течение 10 минут. В случае негерметичности электродвигателя необходимо сделать отметку в эксплуатационном паспорте. Сравнивается давление во внутренней полости электродвигателя и выворачивается штуцер заправочного маслоснабжения. Пробка (4) обратного клапана электродвигателя вворачивается на место.

Снимается опрессовочная крышка с верхней головки электродвигателя и устанавливается транспортировочная крышка.

Муфта кабельного ввода при помощи ветоши протирается насухо. После отворота двух болтов муфта кабельного ввода осторожно отсоединяется от токоввода электродвигателя.

Осуществляется замер и проставляется отметка в эксплуатационном паспорте сопротивления изоляции отдельно кабельной линии и электродвигателя. Токоввод электродвигателя и кабельная муфта закрываются крышками. Конец кабельной линии снимается с подвески и сматывается на барабан.

В случае демонтажа секционного электродвигателя после отсоединения протектора и кабеля подвеска за верхнюю секцию электродвигателя поднимается до появления стыка фланцев верхней и нижней секций электродвигателя. Устанавливается хомут-элеватор на нижнюю секцию, подвеска опускается до посадки хомута-элеватора на колонный фланец. Выворачивается пробка в нижней части верхней секции электродвигателя, перепускной клапан закрывается, после чего пробка заворачивается на место. Верхнюю и нижнюю секции электродвигателя рассоединяют. Шлицевая муфта снимается с вала нижней секции и устанавливается на вал верхней секции электродвигателя. Торцевая верхняя секция электродвигателя закрывается транспортировочной крышкой.

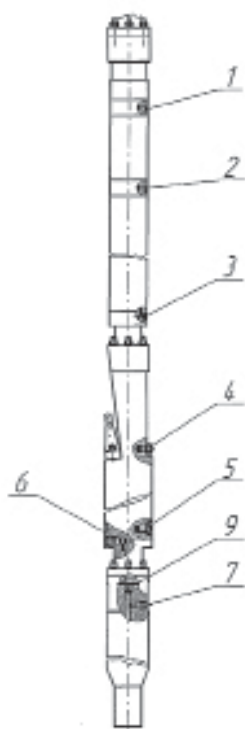


Рис. 17. Схема расположения пробок на ПЭД и гидрозащите 1Г51

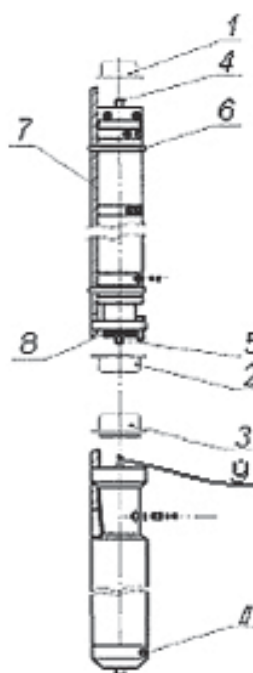


Рис. 18. Монтаж протектора с электродвигателем:

- 1, 2, 3 – упаковочная крышка;
- 4, 5 – шлицевая муфта; 6 – стальной пояс;
- 7 – кабель; 8 – уплотнительное кольцо;
- 9 – транспортировочная заглушка

На нижнюю секцию электродвигателя устанавливается транспортировочная крышка.

Подвеска поднимается до стыка фланцев электродвигателя и компенсатора. Выворачивается пробка (6) электродвигателя, перепускной клапан закрывается, пробка вворачивается на место.

Хомут-элеватор устанавливается на головку компенсатора, и установка опускается до посадки хомута на колонный фланец. Электродвигатель и компенсатор рассоединяются. Специальным ключом проверяется легкость вращения вала электродвигателя. Нижний торец электродвигателя и головка компенсатора закрываются крышками.

Поднятая гидрозащита тщательно осматривается, результаты осмотра записываются в эксплуатационный паспорт.

6.3.7. Монтаж УЭЦН импортного производства

Монтаж УЭЦН фирмы ODI

Оборудование самого высокого качества может быть загублено из-за одной маленькой ошибки в результате неаккуратного обращения или неправильного монтажа. Поэтому работы по монтажу установок должны выполняться в строгом соответствии с требованиями технологической документации, аккуратно и с соблюдением норм времени.

Монтаж электродвигателя

Оборудование необходимо разгрузить на расстоянии 1,5–2 м от устья скважины на мостки верхними концами к устью скважины, уложив его на опоры (деревянные прокладки) так, чтобы расстояние от конца секции до ближайшей опоры было равно одной четверти длины секции.

Внимание! При разгрузочных работах не допускаются удары и падения оборудования. Если это случилось и электромонтер полагает, что оборудование могло быть повреждено, то следует составить акт и заменить оборудование. Визуальный осмотр в данном случае может не дать никаких результатов.

Соответствующий хомут закрепляется в специальной проточке на корпусе электродвигателя, подъемная цепь пропускается через штропы подъемника, фиксирующие скобы подъемной цепи застегиваются за хомут электродвигателя. Электродвигатель поднимается над устьем скважины, снимается пломба со сливной пробки Д и проверяется ее затяжка. Электродвигатель опускается в скважину до посадки хомута на колонный фланец.

Монтаж протектора

При помощи хомута серии 55 протектор поднимается над электродвигателем в строго вертикальном положении.

Вся наружная поверхность протектора протирается чистой ветошью, прочищаются все крепежные отверстия нижней части протектора, в которых нет болтов, а затем снимается упаковочная крышка внизу протектора, при этом необходимо снять шлицевую соединительную муфту, установленную внутри. Затем снова очищаются все крепежные отверстия протектора

от металлической стружки, грязи и песка, снимается уплотнительное кольцо. После этого необходимо тщательно очистить канавку под уплотнительное кольцо и нижний фланец протектора и убедиться, что на ней нет царапин, вмятин, ржавчины или других дефектов, которые могут повредить новое уплотнительное кольцо. Необходимо внимательно осмотреть, промыть маслом новое уплотнительное кольцо, фланец протектора и нанести тонким слоем силиконовую консистентную смазку. Затем установить уплотнительное кольцо.

При помощи ветоши очищается транспортировочная крышка и головка электродвигателя на 5 см ниже транспортировочной крышки. Крышка снимается с головки, с торца вала электродвигателя выворачивается транспортировочная заглушка.

После протирки штуцера маслоснасоса необходимо слить 1–2 качка масла в скважину для удаления воздуха из шланга. Затем штуцер вворачивается в отверстие в верхнем конце вала. Равномерно (1 ход поршня в 2 секунды) масло закачивается вниз по валу электродвигателя до переливания его через верхний торец двигателя ровной струей без пузырьков воздуха. Необходимо дать отстояться электродвигателю, чтобы пузырьки воздуха вышли из масла: летом в течение 20 мин, зимой – 30 мин.

Сверяется номер шлицевой муфты на соединении протектора с электродвигателем – должна быть муфта № 1029. Шлицевая муфта осматривается на пригодность. Шлицевым ключом проверяется вращение вала двигателя и протектора. Вращение должно быть свободным, без усилий и заеданий, а муфта должна легко входить в пазы валов протектора и электродвигателя в любом положении и свободно перемещаться вверх и вниз.

Шлицевая муфта устанавливается на вал электродвигателя, и протектор очень медленно и аккуратно сочленяется с электродвигателем. При сочленении шлицы вала должны совпасть с пазами муфты, а уплотнительное кольцо без повреждений должно войти в головку электродвигателя. При этом надо совместить направляющие под кабель на головке электродвигателя и протекторе.

Соединение закрепляется на восьми болтах со стопорными пружинными шайбами, окончательная затяжка составляет 40 футов-фунт (5,5 кгс·м).

На шейку нижнего фланца протектора устанавливается защитный протектор кабеля (с буквой Q на корпусе) таким образом, чтобы направляющая под кабель совпала с направляющей на двигателе и протекторе, и равномерно закручивается двумя болтами.

Протектор с электродвигателем приподнимается, снимается подъемный хомут с электродвигателя. Протектор с электродвигателем опускается в скважину до посадки хомута протектора на колонный фланец.

Перед спуском необходимо сделать отметку на верхнем фланце протектора напротив направляющей под кабель на нижнем фланце.

Монтаж насоса в сборе с газосепаратором

Подъемный хомут для насоса серии 55 устанавливается на насос в сборе с газосепаратором, и насос поднимается над протектором в строго вертикальном положении.

С приемного модуля насоса (рис. 19) снимается транспортировочная крышка (поз.3), при этом необходимо открутить два болта, и шлицевая соединительная муфта (поз. 6), находящаяся под крышкой. С верхней части протектора снимается транспортировочная крышка. Проверяется легкость посадки муфты на шлицевые концы валов протектора и насоса, а также вращение двигателя в сборе с протектором и насоса при помощи шлицевого универсального ключа. Вращение должно быть свободным, без усилий и заеданий.

Насос опускается на протектор до тех пор, пока вал насоса не посадит подпружинную шлицевую муфту на вал протектора на 1/2 дюйма (12–13 мм). Поворотом насоса влево и вправо совмещаются шлицы вала насоса с пазами шлицевой муфты, пока муфта не поднимется вверх. Это означает, что она теперь находится в зацеплении с валом насоса. Насос опускается до окончательной посадки на протектор, при этом необходимо совместить направляющую под кабель с отметкой на верхнем фланце протектора.

Отверстия под болты на фланцах совмещаются, вкручивается восемь болтов со стопорными пружинными шайбами, усилие затяжки 30 футов-фунт (4,1 кгс·м). Проверяется затяжка болтов на соединении насоса с газосепаратором. Они также должны быть затянуты с усилием 30 футов-фунт (4,1 кгс·м).

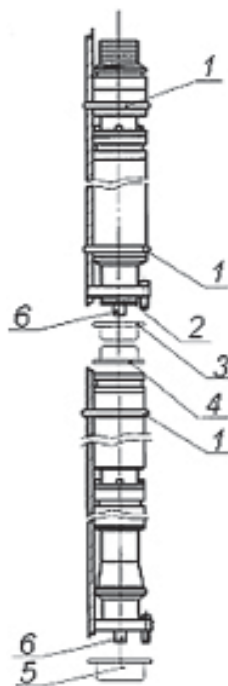


Рис. 19. Монтаж насосного агрегата:

1 – пояс, 2 – уплотнительное кольцо, 3, 4, 5 – транспортировочная крышка,
6 – шлицевая муфта

Монтаж кабеля к электродвигателю

Собранная часть установки поднимается до тех пор, пока впускной клапан на головке электродвигателя не поднимется над устьем скважины на 2–3 дюйма (50–75 мм). В процессе подъема протектора поочередно снимаются пломбы и выворачиваются пробки А1, А2, Б1 (рис. 20). Со всех пробок и отверстий под них удаляются свинцовые шайбы, бывшие в употреблении.

К этому моменту барабан с кабелем должен быть уже установлен на автоматыватель, удлинитель кабеля должен быть размотан и пропущен через подвесной кабельный ролик, муфта кабеля должна находиться около токоввода двигателя.

Снимается транспортировочная крышка с муфты кабеля и два уплотнительных кольца с фланца муфты. Головка электродвигателя вокруг кабельного ввода хорошо очищается чистой ветошью. Вокруг протектора оборачивается достаточное количество ветоши, чтобы масло из насоса не попало в кабельный ввод. Снимается транспортировочная крышка с кабельного ввода электродвигателя и внимательно осматривается колодка на целостность и чистоту.

При помощи мегомметра замеряется сопротивление изоляции двигателя и кабельной линии, а также целостность жил кабеля и «звезда» обмотки электродвигателя. Сопротивление изоляции должно быть не менее 100 МОм.

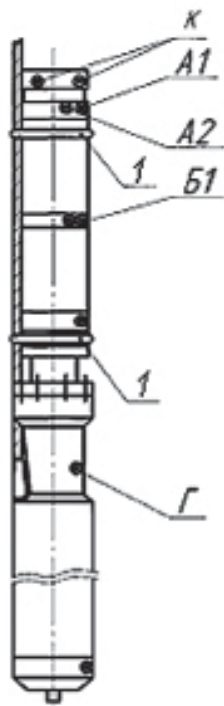


Рис. 20. Заполнение протектора маслом:

1 – стальной пояс; А1, А2, Б1 – пробка; Г – впускной клапан; К – контрольный клапан

Внимательно осматривается и очищается кабельная муфта и канавки для уплотнительных колец. Уплотнительное кольцо и фланец муфты промываются маслом и смазываются тонким слоем силиконовой смазки. Уплотнительные кольца устанавливаются на кабельную муфту (применяются уплотнительные кольца № 9461, 9464).

Кабельная муфта соединяется с токовводом двигателя, закрепляется болтами с внутренним шестигранником и затягивается с усилием 20 футов-фунт (2,8 кгс-м). После соединения замеряется сопротивление изоляции и наличие «звезды» системы «кабель – двигатель». Оно должно быть не менее 100 МОм.

Заполнение маслом протектора

Из впускного клапана Г (рис. 20) в головке электродвигателя выворачивается пробка и удаляется свинцовая шайба, бывшая в употреблении. Протирается штуцер маслонасоса, сливается 1–2 качка масла в скважину, и штуцер вворачивается во впускной клапан электродвигателя Г. Равномерно (1 ход поршня в 2 секунды) закачивается масло до тех пор, пока масло не будет вытекать из отверстия Б1 на протекторе ровной струей без пузырьков воздуха. После чего пробка вворачивается в отверстие Б1 с новой свинцовой шайбой (№ 501).

Прокачка маслом продолжается до вытекания его из отверстий под пробки А1 и А2 равномерной струей без пузырьков воздуха.

По мере заполнения поочередно вкручиваются пробки. Сначала А1, потом А2 с новыми свинцовыми шайбами (№ 501). Масло закачивается до тех пор, пока оно не начнет вытекать через контрольные клапаны К в верхней части протектора или через отверстия приемного модуля. Штуцер маслонасоса выворачивается из отверстия под пробку Г, и пробка Г вкручивается с новой свинцовой шайбой.

Вся собранная часть установки осматривается визуально, проверяется затяжка всех болтов, кабельной муфты и всей собранной части установки. Кабель стальным поясом (поз. 1) закрепляется в 150–200 мм от нижнего фланца протектора.

Собранная часть установки опускается в скважину, при этом необходимо закреплять кабель стальными поясами через каждые 36 дюймов (900 мм) – всего не менее четырех поясов (для исключения передачи напряжения на кабельную муфту) – до посадки хомута на колонный фланец.

Монтаж средней и верхней секций насоса

Подъемный хомут устанавливается на верхнюю часть средней секции насоса. Снимается нижняя транспортировочная крышка, при этом надо не выронить находящуюся внутри шлицевую соединительную муфту. Уплотнительное кольцо снимается с нижнего фланца средней секции насоса, аккуратно очищается канавка под уплотнительное кольцо. Тонким слоем наносится силиконовая консистентная смазка на уплотнительное кольцо и фланцевую поверхность, устанавливается новое уплотнительное кольцо.

Откручивается восемь болтов и снимается транспортировочная крышка с нижней секции насоса. Средняя секция насоса состыковывается с нижней секцией аналогично соединению газосепаратора с протектором.

Снимается хомут с нижней секции насоса. Кабель закрепляется к средней секции поясом через каждые 36–38 дюймов (900–1 200 мм). Собранный часть установки опускается до посадки хомута на колонный фланец. Монтаж верхней секции производится в той же последовательности, что и средней.

По окончании монтажа в ловильную головку вворачивается переводник или НКТ, с верхней части насоса снимается хомут и собранная установка опускается в скважину.

После спуска одной-двух НКТ (в зависимости от процентного содержания газа в перекачиваемой жидкости) вкручивается обратный клапан. Сливной клапан должен быть установлен на одну НКТ выше обратного клапана.

По окончании монтажа еще раз замеряется сопротивление изоляции системы «кабель – двигатель», оно должно быть не менее 100 МОм.

Все сведения по монтажу заносятся в специальную графу эксплуатационного паспорта «Монтаж установки на скважине», и работа сдается представителю бригады под подпись в эксплуатационном паспорте.

6.4. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ДОБЫЧИ СЕНОМАНСКОЙ И АРТЕЗИАНСКОЙ ВОДЫ

Агрегаты электронасосные центробежные для добычи воды из водозаборных скважин системы ППД

Для добычи воды из водозаборных скважин системы поддержания пластового давления (ППД) с целью подачи ее на кустовые насосные станции применяются погружные центробежные насосы типа ЭЦПК, УЭЦНПИКВ и ЭЦВ. Насосы предназначены для добычи из скважин технической воды.

В обозначение типоразмера насоса ЭЦВ10-120-60 входят:

– буквы ЭЦВ:

Э – с приводом от погружного электродвигателя,

Ц – центробежный,

В – для подачи воды;

– цифры:

10 – минимально допустимый внутренний диаметр обсадной колонны в мм, уменьшенный в 25 раз и округленный,

120 – номинальная подача в м³/ч,

60 – напор в метрах, соответствующий номинальной подаче.

В обозначении типоразмера насоса ЭЦП и УЭЦНПИК величина номинальной подачи приведена в м³/сут.

Установки работают с подпором не менее 10 м.

Установки комплектуются асинхронными погружными электродвигателями серии ПЭД с гидрозащитой. В комплект также входят кабельная линия, трансформатор типа ТМПН, станция управления.

Конкретная – требуемая – комплектация устанавливается на ЦБПО ЭПУ.

Технические характеристики агрегатов указаны в таблице 16.

Таблица 16

Технические характеристики агрегатов центробежных скважинных типа ЭЦВ для скважин ППД

Завод-изготовитель	Основные обозначения ЭЦН				Диаметр обсадной колонны										Характеристики насоса						Характеристики электродвигателя			Гидрозащита		Характеристики агрегата			
																										Габариты агрегата		Масса	КТД насоса при номинальном режиме
	Марка	Серия	Производительность	Напор	Н, м	лев. гр.	прав. гр.	номин.	лев. гр.	прав. гр.	номин.	шт.	Тип	Номинальная мощность электродвигателя	Габарит (условный)	Протектор	Компенсатор	поперечное сечение	длина	мм	мм	кг	%						
																								ЦП	10	63	120	150	10 (250)
ЦБПО ЭПУ	ЦП	10	63	120	150	10 (250)	50	80	63	140	93	120	4	ПЭД	45	117	МП51М	МК51	230	9 106	721	70							
ЦБПО ЭПУ	ЦП	10	63	120	150	10 (250)	50	80	63	175	117	150	5	ПЭД	45	117	МП51М	МК51	230	9 293	747	70							
ЦБПО ЭПУ	ЦП	10	63	180	210	140	50	80	63	210	140	180	6	ПЭД	63	117	МП51М	МК51	230	11 000	888	70							
ЦБПО ЭПУ	ЦП	10	120	60	10 (250)	90	150	120	70	48	60	2	ПЭД	32	117	МП51М	МК51	230	7 592	583	72								
ЦБПО ЭПУ	ЦП	10	120	120	10 (250)	90	150	120	140	96	120	4	ПЭД	63	117	МП51М	МК51	230	10 626	836	72								

Завод-изготовитель	Условные обозначения ЭЦН				Диаметр обсадной колонны								Характеристики насоса								Характеристики электродвигателя			Гидрозащита		Характеристики агрегата			
	Марка	Типоразмер		Н, м	м³/ч	лев. гр.	прав. гр.	номин.	лев. гр.	прав. гр.	номин.	шт.	Диапазон подачи, м³/ч	Диапазон напора, м			Тип	Номинальная мощность электродвигателя	Габарит (условный)	Протектор	Компенсатор	поперечное сечение	длина	Габариты агрегата	Масса	КПД насоса при номинальном режиме			
		Серия	Производительность											Кол-во ступеней по длине секций															
ЦБПО ЭПУ	ЭЦВ	10	120	150	90	150	120	175	120	150	5						63	117	МП51М	МК51	230	10 813	862	72					
ЦБПО ЭПУ	ЭЦВ	10	120	180	90	150	120	210	144	180	6						90	117	МП51М	МК51	230	13 510	1043	72					
ЦБПО ЭПУ	РН	83-10а	83,3	200	42	95	83,3	245	185	200	10						75	230		МК51	230	3 770	492	73					
ЦБПО ЭПУ	РН	83-10а	83,3	200	42	95	83,3	245	185	200	10						100	185	ГЗН-172	нет	230	7 870	1079	55					
ЦБПО ЭПУ	QN	81-11	121	135	60	135	121	190	120	135	11						75	230	нет	МК51	230	3 994	509	75					
ЦБПО ЭПУ	QN	81-11	121	135	60	135	121	190	120	135	11						100	185	ГЗН-172	нет	230	8 094	1 096	56					
ЗАО «НОВОМЕТ»	УЗЦН-2500. ПИК Г3200	8А-	104,16	200	70,83	150	104,16	253,6	63,6	200	15						125	185	ГЗН-172	нет	172	8 175	910	61					

ФОНТАННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

- 7.1. Теоретические основы фонтанирования скважин _____ 290
- 7.2. Оборудование для эксплуатации фонтанирующих скважин _____ 293
- 7.3. Исследование фонтанных скважин. Регулирование работы _____ 294
- 7.4. Осложнения в работе фонтанных скважин и их предупреждение _____ 295

7. ФОНТАННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

7.1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ФОНТАНИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Фонтанная добыча нефти является наиболее эффективным способом, особенно на вновь вводимых в эксплуатацию месторождениях. Фонтанный способ добычи не требует затрат энергии на подъем жидкости из скважины и на транспортировку добытой продукции до мест подготовки товарной нефти и газа. Способ наиболее дешевый и экономичный.

Этот способ имеет ряд и других преимуществ по сравнению с известными способами добычи:

- относительная простота оборудования скважин;
- отсутствие необходимости в подаче электроэнергии в скважину с поверхности;
- возможность регулирования режима работы скважины в широких диапазонах;
- значительная продолжительность межремонтного периода работы (МРП) скважины;
- удобство выполнения исследования скважин и пласта с применением всех современных методов.

Однако недостатком способа является то, что при достижении определенной степени снижения пластового давления, уменьшения количества газа, поступающего из пласта, увеличения обводненности продукции скважины пластовая энергия уже не может обеспечивать фонтанирование скважины на необходимых режимах. Фонтанирование прекращается.

Существует два вида фонтанирования скважин.

Фонтанирование жидкости, не содержащей растворенного газа, – *артезианское фонтанирование* за счет гидростатического напора пласта – встречается крайне редко.

Фонтанирование за счет энергии растворенного газа, выделяющегося из жидкости, – более распространенный способ. В обоих случаях фонтанирование может происходить при условии, если пластовое давление ($P_{пл}$) превышает давление на забой ($P_{зab}$). При установившемся движении жидкости при фонтанировании забойное давление равно-

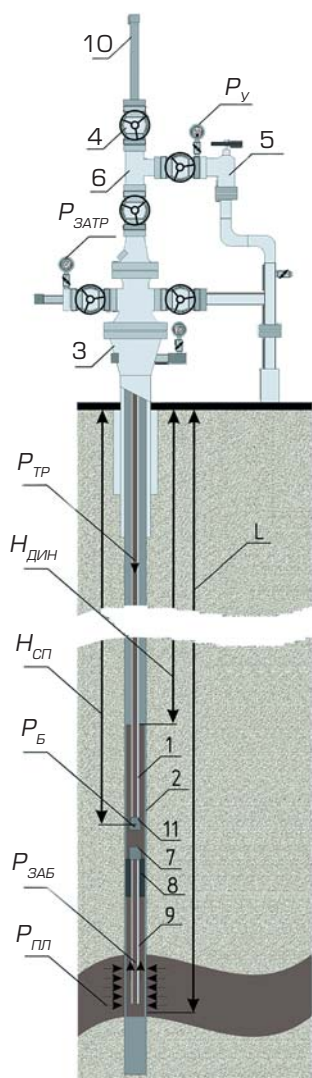


Рис. 1

вешивается суммой давлений: давлением столба жидкости в скважине ($H \cdot \rho \cdot g$), давлением, необходимым для преодоления сил трения при движении жидкости в скважине по подъемным трубам ($P_{тр}$), буферным давлением (P_y). Последнее служит для преодоления сил трения добываемой жидкости в нефтесборных трубопроводах для прокачки ее до сепараторов ДНС и создания рабочего давления в последних (рис. 1).

Исходя из этого минимальное забойное давление $P_{заб}$, которое необходимо для фонтанной эксплуатации скважины, может быть определено по формуле:

$$P_{заб} = (H \cdot \rho \cdot g) + P_{тр} + P_y \quad (1)$$

где

H – высота столба жидкости в скважине, м;

ρ – средняя по высоте скважины плотность жидкости, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

$P_{тр}$ – потери забойного давления на преодоление трения жидкости о стенки подъемных насосно-компрессорных труб (НКТ) в скважине, МПа;

P_y – давление на устье скважины (буферное давление), МПа.

Приток жидкости из пласта в скважину характеризуется следующим эмпирическим уравнением:

$$Q = K \cdot (P_{пл} - P_{заб})^n \quad (2)$$

где

Q – дебит жидкости, т/сут;

K – коэффициент продуктивности пласта (т / О,1 МПа), показывающий, сколько тонн нефти в сутки может быть получено из пласта при снижении противодавления на пласт на О,1 МПа;

$P_{пл}$ – статическое давление в пласте в зоне скважины, МПа;

n – показатель характера фильтрации горных пород, слагающих продуктивный пласт.

Разность $P_{пл} - P_{заб}$ в специальной литературе принято называть депрессией. В зависимости от ожидаемых давлений, а также во избежание открытого фонтанирования ствол фонтанных скважин до перфорации должен быть заполнен жидкостью такой плотности (глинистый раствор, солевой раствор и др.), которая обеспечивала бы противодавление на забой и предотвращала выброс. Из уравнения (1) следует, что для возбуждения фонтана, то есть для выхода жидкости на поверхность, необходимо создать условия, чтобы давление в скважине на забой ($P_{заб}$) было меньше, чем пластовое ($P_{пл}$). Достигается это путем замещения глинистого раствора в стволе скважины солевым раствором, а затем – солевого раствора товарной нефтью.

Дебиты фонтанных скважин могут изменяться в широких пределах: некоторые скважины дают 500 т/сут и более, но известны скважины, фонтанирующие с дебитом 5 т/сут.

Выбор диаметра газожидкостного подъемника производится с учетом обеспечения условия фонтанирования скважин. При этом на начальном этапе работы скважин при низкой обводненности продукции возможно создать условия, при которых использование пластовой энергии на подъем

жидкости будет минимальным. В дальнейшем по мере роста обводненности продукции и снижения пластового давления необходимо обеспечить рациональное использование пластовой энергии.

Максимальный режим q_{MAX} – максимальная производительность:

$$q_{MAX} = 55d^3 \cdot \left(\frac{P_B - P_Y}{\rho \cdot g \cdot L} \right)^{1,5} \quad (3)$$

Оптимальный режим $q_{ОПТ}$ при наивысшем КПД:

$$q_{MAX} = 55d^3 \cdot \left(\frac{P_B - P_Y}{\rho \cdot g \cdot L} \right)^{1,5} \cdot \left(1 - \frac{P_B - P_Y}{\rho \cdot g \cdot L} \right) \quad (4)$$

где L – глубина скважины, м;

ρ – средняя по высоте скважины плотность жидкости, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

P_B – давление у башмака НКТ, МПа;

P_Y – давление на устье скважины, МПа.

Если $q_{MAX} > q_{ОПТ}$, то в скважину спускают НКТ диаметром $d_{НКТ}$, который удовлетворяет конечным и начальным условиям фонтанирования.

Если $q_{MAX} < q_{ОПТ}$, то производят пересчет диаметра фонтанного подъемника на начальные условия.

Данное уравнение можно решить как аналитическим, так и графическим способом (рис. 2).

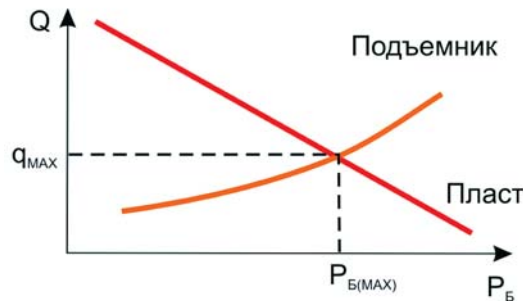


Рис. 2.

Для правильного согласования работы фонтанного подъемника с работой пласта необходимо, чтобы приток жидкости из пласта в скважину равнялся пропускной способности подъемника при одном и том же P_B и $P_{ЗАБ}$. Для устойчивой работы подъемника с высоким КПД планируемый дебит скважины должен находиться в диапазоне $q_{MAX} - q_{ОПТ}$.

Приравняв $Q = q_{MAX}$, получим:

$$K \cdot [P_{пл} - P_{БУФ} - (H_{оп} - L) \cdot \rho \cdot q]^n = 55d^3 \cdot \left(\frac{P_B - P_Y}{\rho \cdot g \cdot L} \right)^{1,5} \quad (5)$$

Регулирование дебита жидкости фонтанирующей скважины выполняют с помощью специальных дросселей – штуцеров.

С учетом потерь давления в штуцере формула (1) принимает вид:

$$P_{\text{заб}} = (H \cdot \rho \cdot g) + P_{\text{тр}} + P_{\text{у}} + P_{\text{шт}} \quad (6)$$

где

$P_{\text{шт}}$ – потери пластового давления в штуцере, МПа.

Очевидно, что фонтанирование скважины возможно только при соблюдении условия:

$$P_{\text{заб}} \geq (H \cdot \rho \cdot g) + P_{\text{тр}} + P_{\text{у}} + P_{\text{шт}} \quad (7)$$

При высоком газовом факторах диаметр штуцера определяют по формуле:

$$d = 0,27 \varphi \cdot \left(\frac{Q_{\text{г}} - \rho_{\text{г}}}{P_{\text{у}} \cdot 10} \right)^{0,5} \quad (8)$$

где

d – диаметр штуцера, мм;

$Q_{\text{г}}$ – объем газа, м³/сут;

$\rho_{\text{г}}$ – плотность газа, кг/м³;

φ – коэффициент, зависящий от величины газового фактора (при чистом газе $\varphi = 1$, наибольшее значение φ составляет 1,2;

$P_{\text{у}}$ – давление на устье, МПа.

Пример подбора диаметра штуцера представлен на рисунке 3.

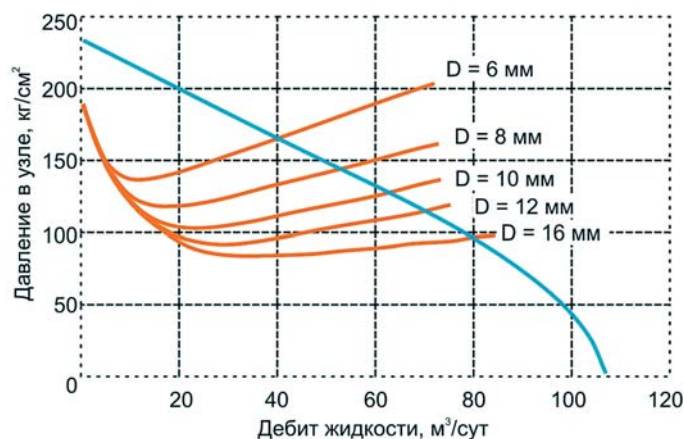


Рис. 3.

7.2. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ФОНТАНИРУЮЩИХ СКВАЖИН

Геолого-физические условия месторождений, на которых добываются нефть и газ, весьма различны. Они отличаются глубиной залегания продуктивных пластов, характеристикой и устойчивостью нефтегазоводонасыщенных пород, пластовым давлением и температурой, продуктивностью пласта и др. С учетом этих факторов выбирается оборудование и схема

обвязки оборудования для каждой конкретной фонтанной скважины. На рисунке 1 приведена одна из принципиальных схем оборудования фонтанной скважины.

Как следует из рисунка, основными элементами схемы являются: колонная головка (3), тройник (6), лубрикатор (10) для проведения различных операций в работающей скважине. Фонтанирование скважин происходит через спускаемый лифт насосно-компрессорных труб (НКТ) малого диаметра (1). Диаметр их колеблется от 48 до 114 мм. На фонтанной арматуре монтируют штуцерную камеру или угловой дроссель (5), предохранительные клапаны, прободоотборные краны, запорную арматуру высокого давления (4) (задвижки или краны), манометры для измерения давления в НКТ, на устье скважины, в затрубном и межколонном пространствах. В скважине возможна установка пакера (8), обратного клапана (7), хвостовика (9) для герметизации межтрубного пространства с целью предотвращения проявления высокого давления и башмачной воронки (11) для устранения пульсирующей работы фонтанного подъемника. Высокопродуктивные скважины дополнительно оборудуются отсекающими пласта.

7.3. ИССЛЕДОВАНИЕ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН. РЕГУЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ

На начальных этапах разработки фонтанные высокопродуктивные скважины определяют возможности нефтегазобывающего предприятия. Исследованию, регулированию и наблюдению за их работой уделяется повышенное внимание. Кроме того, фонтанное оборудование позволяет сравнительно просто проводить глубинные исследования, отбор глубинных проб, снятие профилей притока и прочее. Для установления обоснованного режима эксплуатации фонтанной скважины важно знать результаты ее работы на различных опытных режимах. Режимы работы фонтанной скважины изменяют сменой штуцера. Признаками установившегося режима скважин являются постоянство основных параметров работы скважины – дебит, давление устьевое и затрубное. Для построения регулировочных кривых и индикаторной линии необходимо по крайней мере четыре смены режима работы скважины. После выхода на установившийся режим работы через лубрикатор на забой скважины спускают глубинный манометр или другие приборы. На устье скважины производят замер дебита, обводненности продукции, содержание песка и твердых частиц в продукции скважины, газовый фактор, устьевое и затрубное давление, отмечают характер работы скважины: наличие пульсации, ее ритмичность и амплитуду, вибрацию арматуры и манифольдов. По полученным данным строят зависимости измеренных показателей от диаметра штуцера. Результаты служат одним из оснований для установления технологической нормы добычи из данной скважины и режима ее постоянной работы, например:

– недопущение забойного давления ниже давления насыщения или некоторой его доли $P_c > 0,75P_{\text{НАС}}$;

- установление режима, соответствующего минимальному газовому фактору или его значению, не превышающему определенной величины;
- установление режима, соответствующего недопущению резкого увеличения количества выносимого песка для предотвращения образования каверны в пласте за фильтром скважины;
- установление режима, соответствующего недопущению резкого увеличения процентного содержания воды в продукции скважины;
- недопущение на забое скважины такого давления, при котором может произойти смятие обсадной колонны;
- недопущение режима, при котором давление на буфере или в межтрубном пространстве достигнет опасных значений с точки зрения прочности и надежности работы арматуры и поверхностного оборудования вообще;
- недопущение режима, при котором давление на буфере скважины может стать ниже давления в выкидном манифольде системы нефтегазосбора;
- недопущение такого режима работы скважины, при котором могут возникать пульсации, приводящие к срыву непрерывного процесса фонтанирования;
- установление такого режима, при котором активным процессом дренирования охватывается наибольшая толщина пласта или наибольшее число продуктивных пропластков.

О нарушении нормальной работы скважин судят по аномальным изменениям буферного и затрубного давления, изменению дебита нефти и обводненности, количеству песка и пр. Например, падение буферного давления при одновременном повышении межтрубного может указать на опасные пределы отложения парафина или минеральных солей на внутренних стенках НКТ. Одновременное снижение буферного и межтрубного давления свидетельствует об образовании на забое скважины песчаной пробки или накоплении тяжелой минерализованной пластовой воды в промежутке между забоем и башмаком НКТ. Малая скорость восходящего потока в этом промежутке может при определенных условиях привести к увеличению давления на забое. Падение давления на буфере при одновременном увеличении дебита указывает на разъедание штуцера и необходимость его замены. Засорение штуцера или отложение парафина в манифольде и выкидном шлейфе при одновременном уменьшении дебита приводит к росту буферного и межтрубного давления.

7.4. ОСЛОЖНЕНИЯ В РАБОТЕ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

Условия эксплуатации различных месторождений и отдельных продуктивных пластов в пределах одного месторождения могут сильно отличаться. В соответствии с этим осложнения в работе фонтанных скважин также могут быть разнообразны. Выделим наиболее типичные и частые или наиболее опасные по своим последствиям осложнения, к ним относятся следующие:

- открытое нерегулируемое фонтанирование в результате нарушений герметичности устьевого арматуры;
- образование асфальтосмолистых и парафиновых отложений на внутренних стенках НКТ и в выкидных линиях;
- пульсация при фонтанировании, что может привести к преждевременной остановке скважины;
- образование песчаных пробок на забое и в самих НКТ при эксплуатации неустойчивых пластов, склонных к пескопроявлению;
- отложения солей на забое скважины и внутри НКТ.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОСЛОЖНЕННОГО ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

8.1.	Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) _____	298
8.1.1.	Причины и условия асфальтосмолопарафиновых отложений _____	298
8.1.2.	Методы борьбы с АСПО _____	300
8.2.	Солеотложения _____	306
8.2.1.	Причины возникновения солеотложений _____	306
8.2.2.	Борьба с солеотложениями _____	308
8.3.	Коррозия _____	313
8.3.1.	Причины возникновения коррозии _____	314
8.3.2.	Способы защиты от коррозии _____	315
8.4.	Образование гидратных отложений _____	317
8.4.1.	Механизм образования гидратных отложений _____	317
8.4.2.	Методы предупреждения гидратообразований и борьба с гидратоотложениями _____	318
8.5.	Прочие осложнения _____	320
8.5.1.	Влияние свободного газа на работу насосов ШГН _____	320
8.5.2.	Осложнения при образовании песчаных пробок _____	321
8.5.3.	Особенности откачки высоковязких сортов нефти и водонефтяных эмульсий _____	323
8.5.4.	Осложнения при эксплуатации наклонно-направленных скважин установками ШГН с интенсивностью набора кривизны более 20 на 10 м _____	324
8.5.5.	Обводнение скважин с темпом выше проектного _____	325

8. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОСЛОЖНЕННОГО ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Эксплуатация нефтяного фонда скважин сопряжена со следующими основными осложнениями:

- 1) образование асфальтосмолопарафиновых отложений;
- 2) образование солеотложений;
- 3) коррозия подземного и наземного оборудования;
- 4) образование гидратных отложений;
- 5) прочие осложнения.

8.1. АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ (АСПО)

8.1.1. Причины и условия асфальтосмолопарафиновых отложений

При добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, являются АСПО. АСПО представляют собой сложную углеводородную смесь, состоящую из парафинов, асфальтосмолистых веществ, смол, масел, воды и механических примесей.

Наиболее интенсивно парафин откладывается в подъемных трубах. Толщина его слоя увеличивается с нуля на глубине 900–300 м до максимума на глубине 200–50 м, а затем уменьшается за счет смыва отложений потоком. Отложения приводят к увеличению гидравлических сопротивлений потока и снижению дебита.

Парафины устойчивы к воздействию различных химических реагентов (кислот, щелочей и др.), легко окисляются на воздухе, обладают высокой молекулярной массой, не летучи, имеют существенную неоднородность структуры. Содержание смолистых веществ в нефти возрастает в связи с испарением легких компонентов и ее окислением, а также при контакте нефти с водой.

Асфальтены – порошкообразные вещества бурого или коричневого цвета, плотностью более единицы, массовое содержание их в нефти достигает 5,0%. В асфальтенах содержится (мас.) 80,0–86,0% углерода, 7,0–9,0% водорода, до 9,0% серы, 1,0–9,0% кислорода и до 1,5% азота. Они являются наиболее тугоплавкой и малорастворимой частью отложений тяжелых компонентов нефти.

Причины и условия образования АСПО

Известны две стадии образования и роста АСПО. Первой стадией является зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов парафина непосредственно на контактирующей с нефтью поверхности. На второй стадии происходит осаждение на покрытой парафином поверхности более крупных кристаллов.

На образование АСПО существенное влияние оказывают:

- снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;

- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- уменьшение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объема фаз;
- состояние поверхности труб.

Интенсивность образования АСПО зависит от преобладания одного или нескольких факторов, которые могут изменяться по времени и глубине, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

Влияние давления на забое и в стволе скважины

В случае, когда забойное давление меньше давления насыщения нефти газом, равновесное состояние системы нарушается, вследствие чего увеличивается объем газовой фазы, а жидкая фаза становится нестабильной. Это приводит к выделению из нее парафинов.

Как показывает практика, основными объектами, в которых наблюдается образование отложений парафина, являются скважинные насосы, НКТ, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности НКТ.

С уменьшением глубины наблюдаются снижение содержания АСВ в АСПО, а также увеличение количества механических примесей и твердых парафинов. Чем ближе к устью скважины, тем в составе АСПО больше це-резинов и, соответственно, тем выше структурная прочность отложений.

Влияние температуры в пласте и в стволе скважины

Нефть является сложной по химическому составу смесью компонентов, которые, в зависимости от строения и внешних условий, могут находиться в разных агрегатных состояниях. Снижение температуры вызывает изменение агрегатного состояния компонентов, приводящее к образованию центров кристаллизации и росту кристаллов парафина.

Влияние газовыделения

На интенсивность образования АСПО оказывает влияние процесс выделения и поведения газовых пузырьков в потоке смеси. При контакте пузырька с поверхностью трубы частицы парафина соприкасаются со стенкой и откладываются на ней. В дальнейшем процесс отложения парафина нарастает вследствие его гидрофобности. На стенке трубы образуется слой из кристаллов парафина и пузырьков газа. Чем менее газонасыщен этот слой, тем большую плотность он имеет. Поэтому более плотные отложения образуются в нижней части подъемных труб, где пузырьки газа малы и обладают большей силой прилипания к кристаллам парафина и стенкам трубы.

Влияние скорости движения газожидкостной смеси

Интенсивность образования АСПО во многом зависит от скорости течения жидкости. При ламинарном характере течения, то есть низких скоростях потока, формирование АСПО происходит достаточно медленно. С ростом

скорости (при турбулизации потока) интенсивность отложений вначале возрастает, дальнейший рост скорости движения газожидкостной смеси ведет к уменьшению интенсивности отложения АСПО, т.к. большая скорость движения смеси позволяет удерживать кристаллы парафина во взвешенном состоянии и выносить их из скважины. При больших скоростях движения поток смеси охлаждается медленнее, чем при малых, что также замедляет процесс образования АСПО.

Влияние шероховатости стенок труб

Состояние поверхности труб влияет на образование отложений. Микронеровности являются очагами вихреобразования, разрыва слоя, замедлителями скорости движения жидкости у стенки трубы. Это служит причиной образования центров кристаллизации отложений, прилипания кристаллов парафина к поверхности труб, блокирования их движения между выступами и впадинами поверхности. В случае, когда значение шероховатости поверхности труб соизмеримо с размером кристаллов парафина либо меньше его, процесс образования отложений затруднен.

Влияние электризации

Процесс образования АСПО носит адсорбционный характер. Адсорбционные процессы сопровождаются возникновением двойного электрического слоя на поверхности контакта парафина с газонефтяным потоком. При механическом нарушении равновесного состояния данного слоя на поверхности трубы или слоя парафина появляются некомпенсированные заряды статического электричества, то есть происходит электризация как поверхности трубы, так и поверхности кристаллов парафина, что усиливает адгезию парафина к металлу.

8.1.2. Методы борьбы с АСПО

Борьба с АСПО предусматривает проведение работ по предупреждению образования отложений и их удалению.

Существует несколько наиболее известных и активно применяемых методов борьбы с АСПО – механические, химические (базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений), химико-механические, термические, физические и их различные комбинации.

При выборе метода предупреждения или профилактического удаления отложений АСПО следует учитывать, что эффективность метода зависит от способа добычи, а также от состава и свойств добываемой продукции. Следует отметить и то, что при выборе способа обработки скважины необходимо учитывать такие основные параметры, как интервал возможного парафинообразования и интенсивность выделения твердой фазы на стенках скважинного оборудования.

В ОАО «Сургутнефтегаз» наиболее распространенным способом борьбы с АСПО на скважинах, оборудованных ШГН, является промывка скважин горячей нефтью (термический метод). Данная промывка представляет собой

закачку в затрубное пространство скважины подогретой (до 150 °С) нефти агрегатом АДПМ. При этом горячая нефть нагревает НКТ, а восходящий поток растворяет и выносит отложения. Однако данный способ борьбы с АСПО имеет такую характерную особенность, как большие тепловые потери в окружающие скважину горные породы в начале закачки.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений АСПО на НКТ. Для этой цели разработана целая гамма скребков различной конструкции. Использование такого метода борьбы с АСПО значительно осложняется тем, что для его применения часто необходима остановка работы скважины и предварительная подготовка поверхности труб (для некоторых видов скребков). Кроме того, возможно застревание скребков, обрыв их крепления и некоторые другие осложнения.

Из механических методов обработки скважин применяются скребки различных конструкций (удаление отложений внутри НКТ) в сочетании ручного и автоматического действия (УДС, МДС).

Химико-механические методы предусматривают совместное механическое и физико-химическое воздействие водных растворов технических моющих средств на АСПО и очищаемую поверхность. Данные методы применяются для струйной очистки от АСПО емкостей, резервуаров; циркуляционной очистки скважин от отложений, трубопроводов; струйной, пароструйной, пароводоструйной, погружной очистки деталей нефтепромыслового оборудования при их ремонте на базах ОАО «Сургутнефтегаз».

Термические методы применяются как для удаления, так и для предотвращения образований АСПО. Предотвращение образований АСПО проводится путем поддержания температуры нефти выше температуры плавления парафина с помощью электронагревателей внутри НКТ (греющий кабель).



Рис. 1. Агрегат АДПМ

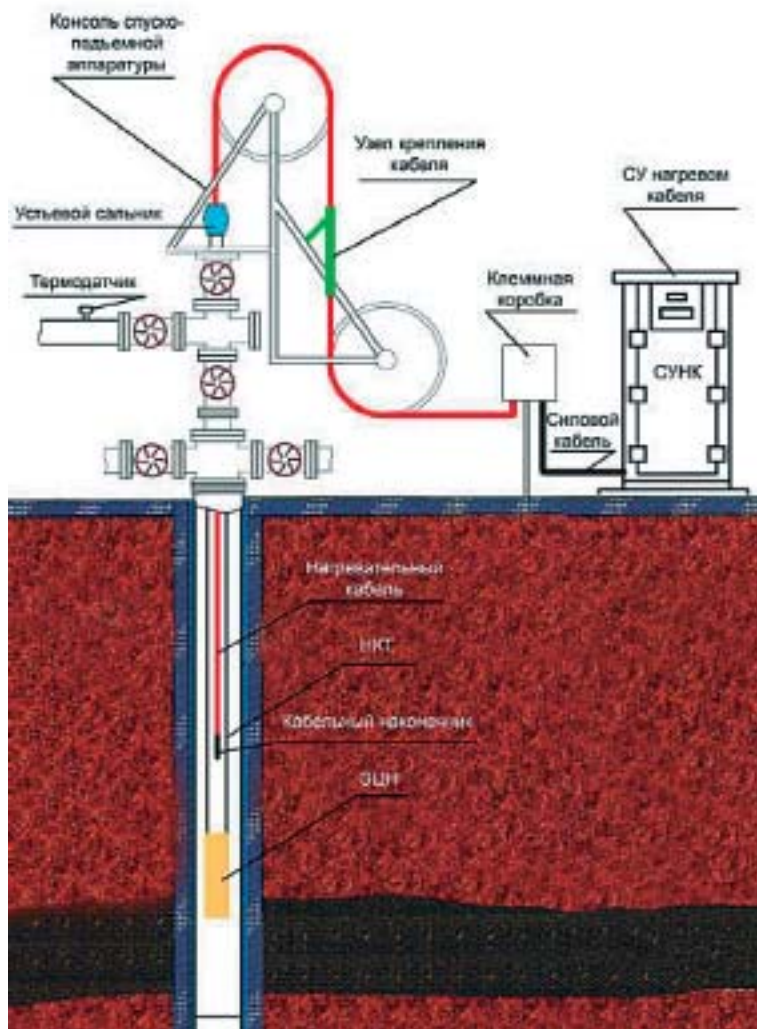


Рис. 2. Установка прогрева скважин (УПС)

Состав установки прогрева скважин:

- станция управления;
- клеммная коробка;
- трансформатор;
- нагревательный кабель;
- сальник устьевой.

Установка предназначена для управления нагревом и защиты нагревательного кабеля, расположенного в насосно-компрессорных лифтовых трубах (НКТ) нефтяных скважин с целью предотвращения образования АСПО в условиях нефтяных промыслов при температурах окружающей среды от $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Технология применения нагревательного кабеля сводится к спуску кабеля в НКТ, последующему подключению к станции

управления и подаче необходимой электрической мощности для поддержания температуры по стволу скважины выше температуры выпадения парафинов и гидратов.

Для управления нагревом и защиты нагревательного кабеля служит станция управления, позволяющая осуществлять контроль за работой нагревательных кабелей, передачи в реальном режиме времени с записью в архив всех рабочих параметров нагревательного кабеля и состояние аппаратуры шкафа управления. Организована передача текущих и архивных данных по ТМ в «ОКО-нефтепромысел» по интерфейсу RS-485, протокол Modbus RTU.

Физические методы борьбы с АСПО предусматривают применение электромагнитных колебаний (магнитные активаторы различных модификаций), ультразвука (звукомагнитные активаторы), покрытие твердых поверхностей эмалями, стеклом и прочими материалами, снижающими шероховатость НКТ.

Химические методы включают в себя использование различных химических реагентов, полимеров, ПАВ: ингибиторы парафиноотложений, смачивателей, ПАВ-удалителей, растворителей и т.д.

Из химических методов борьбы с АСПО применяется промывка скважин растворителями (газовый конденсат, ШФЛУ). Данный метод используется в основном на скважинах, где применение других способов борьбы с АСПО не является возможным или более эффективным.

На месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» используются такие ингибиторы парафиноотложений, как погружной скважинный контейнер (ПСК) «Трил».

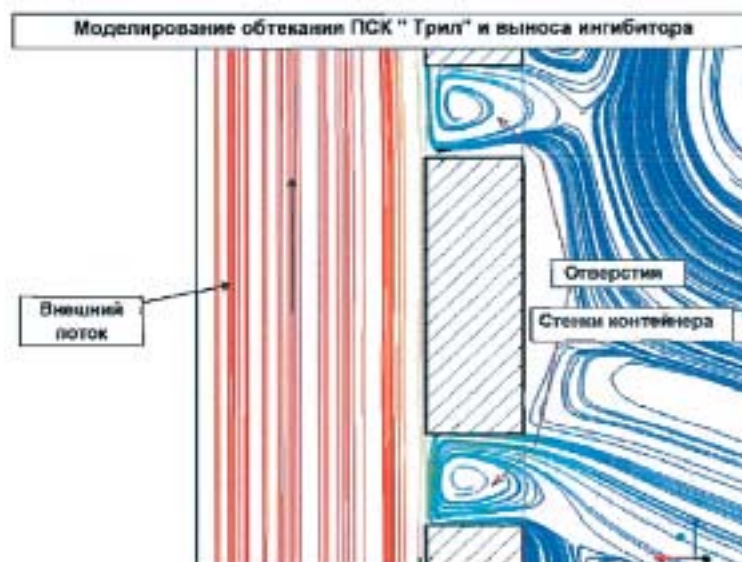


Рис. 3. Механизм действия ПСК «Трил»

Стационарная лебедка для депарафинизации труб скребками (СЛ) предназначена для периодической очистки внутренней поверхности НКТ скребками-пробойниками с развитыми режущими поверхностями в скважинах фонтанных и оборудованных ЭЦН. Очистка осуществляется путем срезания АСПО ножами скребка. Счищенный парафин выносятся с потоком добываемой жидкости в систему нефтесбора. Основное оборудование расположено на раме лебедки.

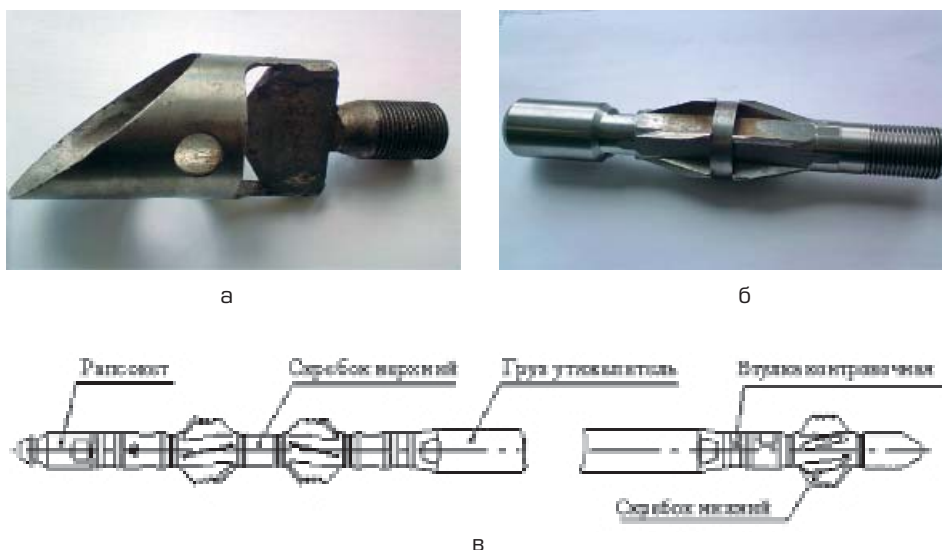


Рис. 4. Скребки- пробойники:

а – наконечник; б – устанавливается в середине эффективен при подъеме вверх;
в – скребок динамический

Спуск скребка-пробойника осуществляется свободным вращением барабана, освобожденного от храпового механизма под весом комплекта скребка-пробойника с утяжелителем, при притормаживании барабана тормозом.

При достижении зоны без отложения парафина в НКТ барабан лебедки приводится в зацепление с храповым механизмом, после чего производится подъем инструмента путем вращения рукоятки привода барабана.

Глубина спуска и подъема контролируется оператором. Максимальная глубина очистки НКТ – 1 100 м.

В комплект СЛ входит:

- лебедка с проволокой на барабане;
- кольца крепления лебедки;
- комплект сальниковой головки и направляющий ролик;
- комплект скребков-пробойников с грузом различных диаметров.

Установка для депарафинизации труб скребками (УДС) предназначена для периодической очистки внутренней поверхности лифта НКТ скребками-пробойниками с развитыми режущими поверхностями в скважинах фонтанных и оборудованных ЭЦН.

Основное оборудование размещено в будке, смонтированной на стационарном основании с возможностью обработки поочередно позиции скважин.

Глубина спуска и подъема контролируется счетчиком.

В комплект УДС входит:

- будка металлическая утепленная;
- лебедка депарафинизационная с электроприводом и с проволокой на барабане;
- щит управления с электросхемой и счетчиком;
- лубрикатор в комплекте с сальниковой головкой и направляющим роликом.

Механизм депарафинизации скважины (МДС) предназначен для очистки внутренней поверхности НКТ скребками-пробойниками в скважинах, оборудованных ЭЦН, в ручном и автоматическом режиме.

МДС рассчитана на непрерывную круглосуточную работу на открытом воздухе при температуре окружающей среды от -40°C до $+50^{\circ}\text{C}$.

МДС включает в себя механизм подъема, состоящий из электродвигателя; червячного редуктора, на валу червячного колеса которого установлен барабан. На барабан наматывается проволока с закрепленным на конце скребком. Механизм подъема с барабаном закреплен на стойке, которая непосредственно устанавливается на лубрикатор скважины, верхний край пластины крепления лебедки должен отстоять от муфты сальника лубрикатора, установленного на лубрикатор, на расстояние не более 5 сантиметров. Лубрикаторное устройство предназначено для ввода проволоки в скважину и предотвращения выбросов газов и нефти из скважины, оборудуется емкостью для сбора утечек жидкости, крышкой и сальником-«обтиратором».



Рис. 5. Механизм депарафинизации скважины (МДС)

Существует два режима обработки.

1. Режим ожидания скребка сверху: подъем скребка осуществляется с 30 метров до устья, далее – спуск до глубины очистки, подъем до устья и спуск на 30 метров в ожидании следующего цикла.

2. Режим ожидания скребка внизу: подъем скребка осуществляется с установленной максимальной глубины спуска до устья и спуск до глубины спуска в ожидании следующего цикла. Глубина спуска и подъема контролируется контроллером СУПС.

При необходимости на механизм подъема устанавливается ручка ручного перемещения скребка.

Для всех видов скребков во избежание слома сливного клапана УЭЦН устанавливается стоп-кольцо в НКТ.

8.2. СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ

8.2.1. Причины возникновения солеотложений

На месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» имеется осложненный фактор – солеотложение, приводящий к снижению продуктивности добывающих скважин и наработки фонда скважин, оборудованных УЭЦН. Солеотложения в проточных каналах рабочих органов УЭЦН в сочетании с воздействием механических частиц приводят к преждевременным отказам насосных установок на фонде скважин (рис. 6).

Выпадение солей в призабойной зоне пласта добывающих скважин снижает их продуктивность и дебит.

Солеотложение на погружном электродвигателе, рабочих колесах УЭЦН, клапанах ШГН приводит к снижению наработки на отказ насосного оборудования, вызывая его преждевременный ремонт или замену. Из-за отложения солей в нефтесборных сетях и водоводах снижается пропускная способность трубопроводов, что увеличивает затраты на перекачку скважинных флюидов и подтоварной воды для системы ППД.



Рис. 6

Известно, что соли выпадают из водных растворов при их перенасыщении определенными ионами. Изменение давления и температуры потока скважинных флюидов в ПЗП и стволе скважины, в погружном насосном оборудовании, в нефтесборных трубопроводах, его смешение с различными технологическими растворами и попутно добываемыми водами другого ионного состава приводит к нарушению равновесия, образованию перенасыщенных водных растворов и, как следствие, к солеотложению. Интенсивность солеотложения на месторождении зависит от многих факторов:

- исходной солевой насыщенности пластовой воды;
- содержания солевых включений в пластовой породе;
- режимов эксплуатации добывающих скважин и способов добычи скважинных флюидов;
- совместимости пластовых вод различных продуктивных пластов при эксплуатации многопластовых скважин;
- совместимости попутно-добываемых вод с применяемыми при ГТМ водными растворами и растворами глушения;
- совместимости пластовых вод с водами, закачиваемыми для поддержания пластового давления, и т.д.

Можно выделить несколько основных причин солеотложений на рабочих органах УЭЦН.

1. Определенный состав пластовой жидкости – высокая обводненность, наличие растворенных и нерастворенных природных минералов (рис. 7).

2. Изменение термобарических условий в скважине в процессе интенсивного отбора жидкости для поддержания проектных темпов разработки месторождения, приводящее к выпадению осадка. Так, смещение рабочей зоны в левую часть гидродинамической характеристики приводит к повышению температуры перекачиваемой жидкости и увеличению кавитационных процессов и, как следствие, выпадению в осадок (рис. 8).



Рис. 7



Рис. 8



Рис. 9



Рис. 10

3. Смешивание пластовых вод с закачиваемыми водами другого состава может привести к образованию солеобразующих соединений и агрессивной среды (рис. 9).

4. Конструктивное исполнение ЭЦН. Образование застойных зон, коррозии поверхности и т.д. (рис. 10).

При определенных поверхностных условиях пересыщенные солями растворы могут долгое время оставаться стабильными, не проявляя склонности к осадкообразованию. Однако под воздействием нарушающего равновесие солевого раствора образуются осадки солей. Этому может способствовать, например, попадание механических примесей и продуктов коррозии как центров кристаллизации, различные химические обработки и др.

При всем разнообразии состава пластовых вод и выпадающих из них солей есть компоненты, которые практически не участвуют в образовании минерального осадка, накапливаясь в попутной воде. Такими компонентами являются, прежде всего, бром, калий, йод, литий и некоторые другие микроэлементы. К сожалению, они не определяются при стандартных химических анализах попутных вод, но могут служить индикаторами начала образования осадков в скважинах, независимо от состава пластовых вод и выпадающих из них солей.

8.2.2. Борьба с солеотложениями

Все технологии борьбы с солеотложениями заключаются в предупреждении или удалении солеотложений.

В ОАО «Сургутнефтегаз» наиболее распространенным способом удаления солеотложений является обработка скважин с помощью соляной кислоты – для восстановления дебита скважин и (или) расклинивания УЭЦН. Однако опыт работы показал, что этот метод борьбы с отложениями носит кратковременный эффект и, более того, приводит к коррозии корпусов УЭЦН и НКТ, а также, что особенно опасно, – к разрушению эксплуатационной колонны.

Методы предупреждения отложения солей делятся на физические, химические и технологические. Физические методы заключаются в воздействии на продукцию либо магнитным полем, либо акустическим. При химических методах применяют различные ингибиторы солеотложений. Технологические – это защитные покрытия, подбор и подготовка рабочего агента для системы поддержания пластового давления. Также к технологическим методам относится изменение техрежимов работы скважин и насосного оборудования. Четвертая составляющая – ограничение водопритоков в скважине.

Физический метод

Магнитная обработка. Под действием магнитного поля растворенные соли меняют свою структуру и вследствие этого не осаждаются в виде твердых отложений, а выносятся как мелкодисперсные кристаллический «шлам». К преимуществам данного метода относится простота конструкции, к недостаткам – необходимость монтажа подъемного оборудования, по-

требность в обработке продукции до начала кристаллизации солей, то есть невозможность применения при солеобразовании в призабойной зоне пласта. Также метод не предотвращает образование солей, и в целом его результаты неоднозначны.

Технологические методы

Первый из указанных технологических методов – это изменение технологических параметров. То есть изменение забойного давления путем изменения типоразмера ЭЦН и (или) глубины спуска, путем подбора режима работы погружного насоса к скважинным условиям по программе «Авто-технолог + соль». При этом изменяются термобарические условия. К недостаткам можно отнести то, что применение данного метода возможно только при подземном ремонте на скважине, и в некоторых случаях можно получить снижение добычи нефти при уменьшении производительности УЭЦН.

Другой технологический метод – выбор и подготовка рабочего агента (воды) в системе ППД. Принцип действия: агент подбирается с учетом совместимости с пластовыми и попутно добываемыми водами. Преимущества данного метода – высокая эффективность, сохранение продуктивности скважин благодаря защите от солеотложения в пласте, ПЗП и до системы нефтесбора. Недостатки – сложность реализации, необходимость наличия нескольких источников воды для закачки, значительные затраты на подготовку закачиваемого агента и значительные затраты на инфраструктуру для реализации адресной закачки в зависимости от типа воды.

Следующий технологический метод – ограничение водопритокков скважины, то есть капитальный ремонт скважин в случае поступления воды вследствие негерметичности эксплуатационной колонны и применение водоизолирующих составов в случае прорыва воды в продуктивном пласте. Недостатки метода сопряжены со значительными затратами и сложностью реализации.

Следующий метод основывается на применении защитных покрытий и деталей из специальных материалов. Принцип действия – использование рабочих поверхностей (контактирующих с солевыми растворами), которые покрыты веществами, имеющими малую адгезию к солям. Это стекло, эмаль, лаки, полимер и пластики. Преимущество метода состоит в том, что он не усложняет технологию эксплуатации внутрискважинного оборудования. Недостатки – сложность нанесения на поверхности, высокая стоимость и относительная недолговечность и хрупкость покрытий. В качестве примера можно привести оборудование российской фирмы «Ижнефтепласт».

Рабочие органы изготавливаются из полимерных материалов, благодаря чему достигается низкая адгезия материалов, высокая чистота проточных каналов, отсутствие образования гальванических пар. Преимущества – коррозионная стойкость материала, малый вес, позволяющий снизить массу ротора, чистота проточных каналов. Недостатки – меньшая, чем у металлических рабочих органов стойкость к мехпримесям. Такие рабочие органы активно используются в ОАО «Сургутнефтегаз» для увеличения наработки на отказ на скважинах с осложнением «солеотложение» при отсутствии КВЧ более 200 мг/л.

Одним из способов борьбы с солеотложениями является использование СУ с частотным преобразователем в режиме «встряхивания». Периодически меняется направление вращения УЭЦН на короткое время – это не позволяет образовываться отложениям. Но данный способ не решает саму проблему, хотя позволяет несколько увеличить наработку на отказ.

Химический метод

Метод основан на применении ингибиторов солеотложений.

Существует целый ряд способов подачи ингибиторов солеотложений: дозирование с помощью устьевого дозатора в затрубное пространство скважины; периодическая закачка в затруб с помощью агрегатов; применение погружных скважинных контейнеров с реагентом.

Если мы говорим о доставке реагента в пласт, то применяются следующие основные способы: задавка в пласт добывающих скважин; закачка в нагнетательные скважины через систему ППД; введение ингибиторов с проппантом при ГРП; введение ингибиторов с жидкостью гидроразрыва при ГРП; совмещение кислотной обработки с введением ингибитора; введение ингибитора с жидкостью глушения. Преимущества данного метода – возможность закачки на пластах с различными фильтрационными свойствами. Происходит защита призабойной зоны пласта, задается глубина проникновения.

Следующий метод – введение ингибитора с жидкостью разрыва при ГРП. Преимущества: защита обширной области ПЗП, высокая продолжительность эффекта. Дальнейшая эксплуатация скважин не требует специального оборудования при сокращении времени на КРС. Недостаток этого метода – повышенные требования к совместимости ингибитора с агентом ГРП и значительные затраты на ингибиторы.

На месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» широкое применение нашли погружные скважинные контейнеры (ПСК) «ТРИЛ» ООО «Л-Реагент». Контейнер заполняется твердым реагентом и крепится к основанию погружного двигателя. Конструктивные особенности ПСК «ТРИЛ» позволяют дозировать подачу реагента путем выкручивания регулировочных болтов (рис. 11).



Рис. 11

Применение контейнера «ТРИП» дает следующие преимущества:

- отсутствие ограничений по параметрам работы скважины (контейнер универсальный, настраивается по любые параметры), в связи с этим отпадает необходимость закупать и хранить линейку оборудования для различных скважин (например, в зависимости от дебита);
- возможность установки максимальной эффективности ингибитора (уходят проблемы досрочного вымыва или чрезмерной дозировки);
- высокая степень надежности (корпус из НКТ);
- простота монтажа (монтируется на скважине как стандартный хвостовик НКТ);
- легко транспортируется и не требует дополнительных грузоподъемных механизмов (секции по 1,5 м);
- не требует дополнительного обслуживания в процессе работы;
- возможно применение отдельных секций контейнера для защиты наземных трубопроводов.

Существующие недостатки – низкая эффективность в период вывода на режим, необходимость постоянного контроля выноса реагента, ограниченный срок действия, дебит жидкости – не более 150 м³ в сутки для твердого реагента.

Одним из используемых химических методов является закачка ингибитора полиакрилатного типа Dodiscale V 2870 K по технологии периодического дозирования с помощью МБРХ. После проведения закачки ингибитор перемещается вниз по затрубному пространству до динамического уровня, смешивается со скважинной жидкостью и, в конечном счете, поступает на прием УЭЦН. Некоторая часть ингибитора из-за разности в плотности оседает на забой скважины. В результате происходит постепенное насыщение ингибитором призабойной зоны пласта. Ингибитор адсорбируется, а затем постепенно выносится с поступающей пластовой жидкостью, защищая при этом нефтепромысловое оборудование. Способность блокировать образование и рост карбонатных отложений выгодно отличает этот ингибитор от других реагентов и обеспечивает его высокую эффективность. Из-за относительно большого молекулярного веса при его контакте с солями или поверхностью металла, а также с продуктами коррозии металла при достижении равновесного состояния происходит образование устойчивой защитной пленки.

Отложения сульфатов бария (BaSO₄) происходит после освоения скважин и проведения ГРП. Исследование состава химических реагентов, используемых при ГРП, показало, что при взаимодействии с водой они разлагаются с образованием сульфата аммония, серной кислоты и кислорода, что приводит к многократному увеличению в пластовой воде сульфат-ионов, а следствие этого – к образованию нерастворимых солей сульфата бария (барита) и сульфата кальция (ангидрита).

Для предотвращения выпадения солей на рабочих органах ЭЦН при освоении скважин после ГРП в ОАО «Сургутнефтегаз» применяется ингибитор солеотложений в составе технологической (продавочной) жидкости, закачиваемой при проведении операций ГРП.

8.3. КОРРОЗИЯ

Процесс добычи нефти механизированным способом неотъемлемо связан с осложнениями при эксплуатации оборудования. В настоящее время одной из значительных причин отказов подземного и наземного оборудования является коррозия (зачастую сквозная). Наиболее актуальна и характерна проблема коррозии для Федоровского месторождения, где отмечаются отказы оборудования при средних наработках 70–150 суток.

Характер коррозионных разрушений можно разделить на два вида:

- локальное, когда коррозии подвержена ограниченная область оборудования;
- равномерное коррозионное уменьшение толщины по всей длине с равномерным расположением углублений.

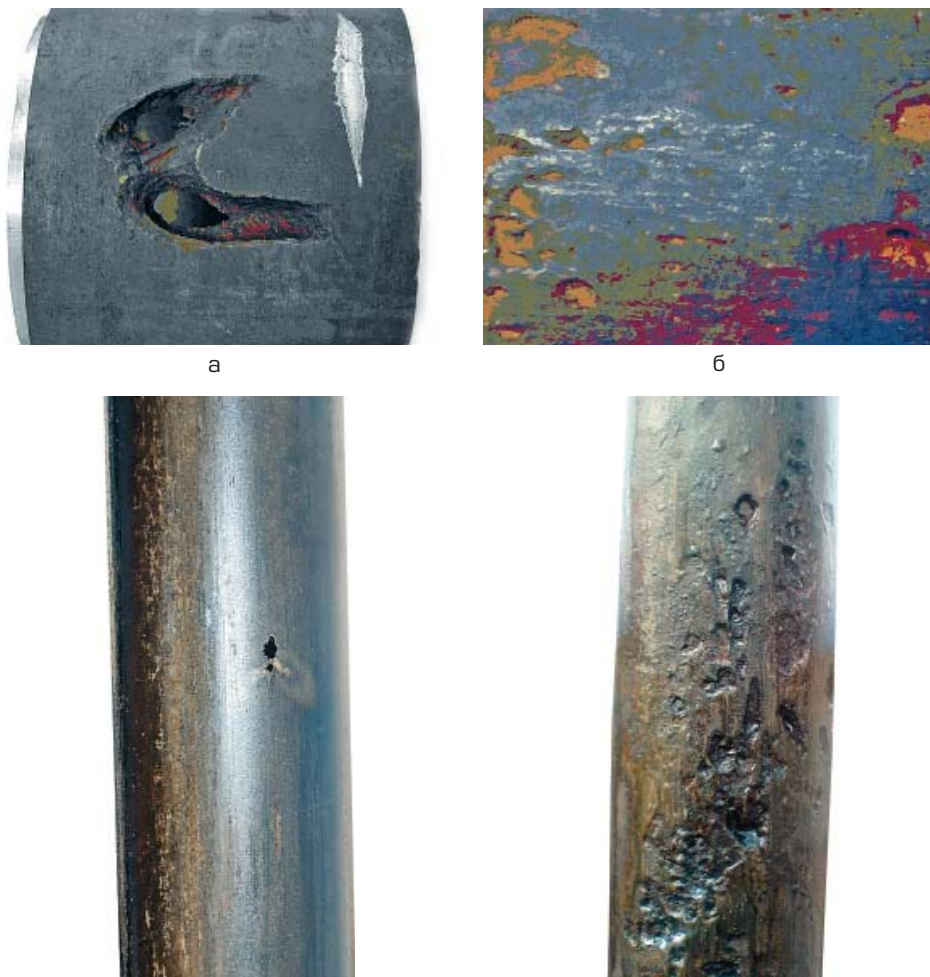


Рис. 12. Характер разрушения оборудования:

а – локальная, сквозная коррозия; б – общая коррозия



Рис. 13. Коррозия элементов насосного оборудования

В практике рассмотрения отказов встречаются как оба вида коррозии, так и их сочетания – с преобладанием того или иного вида. Фактическая скорость коррозии по ряду скважин достигает 15–28 мм в год.

Наряду с коррозией подземного оборудования происходит разрушение и фонтанной, запорной арматуры, другого наземного оборудования.



Рис. 14. Характер коррозионного разрушения ПСМ АГЗУ

8.3.1. Причины возникновения коррозии

С целью определения причин разрушения оборудования проводился ряд исследований, как самого оборудования, так и свойств среды. Однако в настоящее время однозначного ответа в причине коррозии оборудования не получено. В целом, исходя из результатов исследований и анализа отказов оборудования, причинами могут являться:

1. Сероводородная коррозия;
2. Высокая агрессивность перекачиваемой среды;
3. Разность потенциалов (ΔU) между нулевой точкой ТМГН, корпусом СУ, броней кабеля, УКИ. Возможность наличия гальванопары корпус ПЭД – обсадная колонна: при условии содержания в среде сероводорода и вторичных продуктов коррозии – сульфидов железа, являющихся катодом гальванопары;
4. Углекислотная коррозия (концентрация CO_2 в составе газа).

Важными факторами процесса разрушения металла являются скорость движения пластовой жидкости в узком зазоре (4–6 мм) ПЭД – колонна и повышение температуры жидкости в малоподвижной зоне при эксцентричном расположении УЭЦН в наклонной скважине. Известно, что при повышении температуры выше 40 °С происходит резкий рост коррозионной активности (рис. 15).

Кроме того, известно, что температура электрической машины всегда выше температуры окружающей среды.

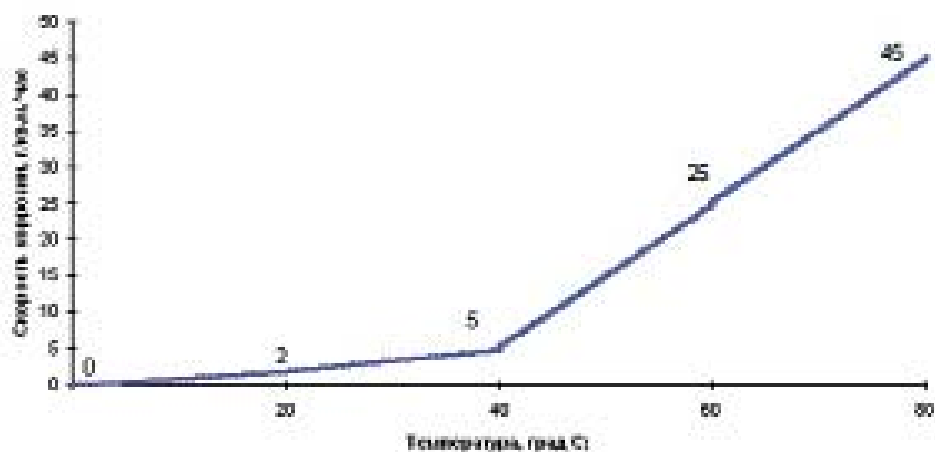


Рис. 15. Зависимость скорости коррозии от температуры

Анализируя полученные данные, можно прийти к выводу, что вследствие большего нагрева растет количество корродированных ПЭД с увеличением их мощности.

Таким образом, в месте расположения двигателя (наибольшего по диаметру элемента УЭЦН) возникают особые условия для электрохимической коррозии.

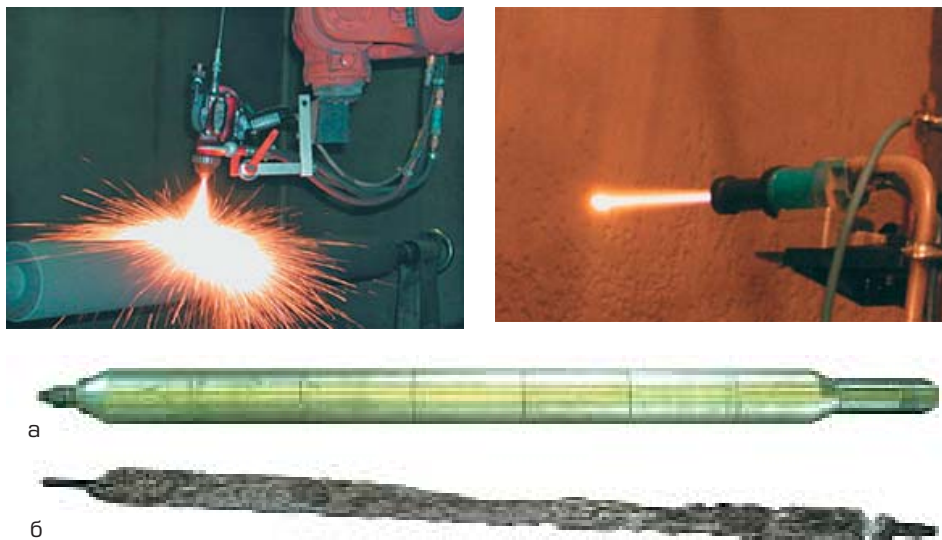
Как показывает практика, отказы происходят по перечисленным причинам в отдельности (химическая или электрохимическая коррозия), а также при их сочетании, с преобладанием того или иного вида коррозии.

Указанные коррозионные разрушения корпусов отмечаются во многих регионах России, однако высокие наработки на отказ в ОАО «Сургутнефтегаз» вывели эту проблему в категорию актуальных.

8.3.2. Способы защиты от коррозии

В настоящее время доступны следующие способы борьбы с коррозией:

- внедрение коррозионно-стойкого или импортного оборудования (ОД);
- нанесение износостойких, коррозионно-стойких, уплотнительных покрытий методом высокоскоростного напыления на корпус ПЭД, поверхность НКТ и другие элементы технологического оборудования;
- применение скважинных магниево-цинковых протекторов;
- дозирование ингибиторов коррозии.

**Рис. 16. Магниево-цинковый протектор:**

а – новый; б – после эксплуатации

В ОАО «Сургутнефтегаз» нашли широкое применение первые два способа. Нанесение покрытий на корпуса ПЭД производится в г.Тюмени на производстве ООО «Эталон». Новое оборудование с антикоррозионным покрытием поставляется с заводов «Борец» (Москва), «Новомет» (г.Пермь) и др.

Следует отличать коррозию от промывов оборудования. Промывы могут возникать вследствие разгерметизации эксплуатационной колонны или за счет скорости потока жидкости со значительным содержанием механических примесей. Примером промывов может служить разрушение газосепараторов, направляющих аппаратов и корпусов УЭЦН.

**Рис.17. Корпус ПЭД с нанесенным покрытием**



а

б

Рис. 18. Промывы оборудования:

а – НКТ, б – УЭЦН

8.4. ОБРАЗОВАНИЕ ГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

8.4.1. Механизм образования гидратных отложений

Природные газы при высоких давлениях и пониженных температурах вступают в соединение с водой и образуют твердое соединение – гидрат. Условия гидратообразования в нефтяной скважине зависят от многих факторов: температуры и давления в продуктивном пласте, дебита и обводненности продукции, количества газа и его состава, коэффициентов теплопроводности и теплопередачи труб, цементного раствора и пород, окружающих скважину, и др. Процесс гидратообразования протекает при воздействии на газовую смесь давления, температуры и минерализации воды, которые меняются в пластовых и скважинных условиях, что влияет на влагосодержание газа.

Термодинамические условия, соответствующие образованию гидратных отложений непосредственно в пласте, обычно приурочены к районам распространения многолетнемерзлых пород (ММП).

В процессе добычи и транспорта водонефтегазовой смеси ее состояние постоянно меняется. Давление насыщения – это такое давление, ниже которого из жидкости начинает выделяться растворенный в ней газ. При пластовом давлении выше давления насыщения газ растворен в жидкости. В НКТ при движении нефти в некоторый момент начинается ее разгазирование. Сначала газ выделяется в пузырьковой форме. По мере подъема количество его постепенно увеличивается, и может образоваться отдельная газовая фаза, движущаяся параллельно с нефтью. В стволе скважины от забоя до устья снижаются температура и давление, газоотделение увеличивается. Обводнение продукции скважины увеличивает влагосодержание газа. При поддержании пластового давления снижается температура пласта и часть газа начинает выделяться из жидкости.

Место и интенсивность накопления гидратов в скважине изменяются и зависят от режима ее работы. Чем выше дебит, тем ближе к устью образуется гидратная пробка. Длительная работа скважины приводит к прогреву окружающих пород. Наиболее часты случаи образования гидратов в стволе либо длительно простаивающих скважин, либо при их консервации.

При расположении динамического уровня в зоне ММП гидраты образуются из растворенных в нефти легких газов и воды, находящейся в эмульсионной форме. Между динамическим уровнем и ММП существует гидратоопасная область, в которой процессы гидратообразования происходят наиболее часто.



Рис. 19. Гидратообразование нефтяной скважины

В затрубном пространстве процессы более статичны. Нефть доходит до линии динамического уровня, где не исключено образование пены, которая может занимать большой интервал по высоте. Выше динамического уровня в затрубном пространстве находится газ, компонентный состав которого отличается от состава пузырькового газа в НКТ. По мере подъема газа он охлаждается, из него выделяется жидкая фаза – газовый конденсат, который осаждается на стенках эксплуатационной колонны в виде пленки. При добыче обводненной нефти из нее выделяются пары воды, они тоже конденсируются на стенке. Сконденсировавшиеся вода и конденсат вместе стекают вниз.

При малом количестве воды (эмульсия типа «вода в нефти») со стенкой эксплуатационной колонны контактирует преимущественно нефть, в этом случае гидратообразование будет затруднено. При большом количестве воды (эмульсия типа «нефть в воде») в результате непосредственного контакта воды со стенкой эксплуатационной колонны условия гидратообразования более благоприятны.

8.4.2. Методы предупреждения гидратообразований и борьба с гидратоотложениями

Методы борьбы с гидратами основаны на изменении энергетических соотношений молекул газа-гидратообразователя и воды. Борьба с гидратами на поверхности внутрискважинного оборудования (обсадные трубы и НКТ) и наземных коммуникаций (в системе сбора нефти, узлах сепарации и стабилизации) может осуществляться по двум направлениям:

1) проведение мероприятий, предупреждающих образование отложений;

2) очистка оборудования от отложений.

Для борьбы с гидратами используются следующие методы:

- поддержание давления в скважине ниже давления гидратообразования при заданной температуре;
- повышение температуры;
- применение ингибиторов гидратообразования – спиртов и электролитов.

Повышение давления создает условия для гидратообразования, а снижение давления может устранить саму возможность возникновения гидратов в скважине. Уменьшение забойного давления ниже давления насыщения незначительно повышает температуру на устье из-за повышения температуры газа в призабойной зоне.

Увеличение обводненности повышает температуру на устье скважины вследствие большей теплоемкости воды по сравнению с нефтью.

Несмотря на высокую токсичность, относительно высокую стоимость и сложность регенерации, синтетические спирты широко используются для предотвращения гидратообразования. Спирты при определенных давлениях и малых концентрациях увеличивают температуру гидратообразования, а при высоких концентрациях понижают ее. Наиболее широко используемым представителем класса спиртов является метанол и его водные растворы (10–20%). Следует учитывать, что добавка метанола к пластовой воде приводит к выпадению карбонатов (CaCO_3), а при закачке метанола на забой в результате реакций с пластовыми водами могут образовываться соли метанола (алкоголяты). Для предотвращения выпадения солей в метанол необходимо добавлять в небольших количествах кислоту, например соляную.

Хлористый кальций – один из наиболее доступных и дешевых ингибиторов гидратообразования. Для борьбы с гидратообразованием применяют обычно раствор 30–35%-ной концентрации (плотностью 1,286–1,336 г/см³). Дополнительные преимущества дает применение нагретого до 50–60 °С раствора хлористого кальция, поскольку раствор ингибитора является в этом случае и теплоносителем.

Применение растворов хлористого кальция с массовой концентрацией более 30–35% нецелесообразно, особенно в зимних условиях, т.к. при этом возможно замерзание раствора, а также выпадение солей кальция в твердый осадок.

Недостаток растворов хлористого кальция в том, что при длительном хранении в открытых емкостях они насыщаются кислородом воздуха и становятся коррозионно-активными. Добавка 0,5% азотистокислого натрия в раствор хлористого кальция снижает коррозию в 15 раз, а добавка 1,5% – в 40 раз. Корродирующая способность ингибиторов гидратообразования возрастает с повышением температуры и давления.

Эффективность электролитов зависит от давления: с повышением давления понижается, достигнув минимума – незначительно возрастает.

Помимо вышеперечисленных осложнений, к факторам, осложняющим эксплуатацию нефтяного фонда скважин, относятся также следующие.

8.5. ПРОЧИЕ ОСЛОЖНЕНИЯ

8.5.1. Влияние свободного газа на работу насосов ШГН

Нефтяной газ выполняет работу по подъему жидкости с забоя на поверхность. Однако значительное количество свободного газа на приеме насоса приводит к уменьшению коэффициента наполнения насоса вплоть до срыва подачи. Срыв подачи продолжается от нескольких минут до десятков минут, за исключением случаев, когда перепуск газа из затрубного пространства в нефтесборный трубопровод не осуществляется на устье. Затем подача возобновляется до нового срыва. Это объясняется тем, что приток в скважину продолжается, уровень поднимается выше приема насоса, давление у приема возрастает, а наряду с этим цилиндр наполняется жидкостью вследствие утечек через зазор плунжерной пары и в нагнетательном клапане.

Известно несколько методов борьбы с вредным влиянием свободного газа на работу насосов. Уменьшения доли вредного пространства можно добиться повышением коэффициента наполнения насоса. При отсутствии влияния вредного пространства работа насоса устойчива при любом, даже самом низком коэффициенте наполнения. Это достигается увеличением длины хода плунжера либо одновременным увеличением длины хода плунжера при одновременном уменьшении диаметра насоса.

Основной метод борьбы – уменьшение газосодержания в жидкости, поступающей в насос. При увеличении погружения насоса под динамический уровень увеличивается давление на приеме и, как следствие, уменьшается объем свободного газа за счет сжатия и тем больше газа будет растворено в нефти. Если давление на приеме насоса больше давления насыщения нефти газом, то свободный газ на приеме насоса отсутствует, т.е. вредное влияние газа прекращается. При нормальной работе погружение под уровень жидкости составляет 20–50 м, при наличии свободного его увеличивают до 230–350 м.

Влияние газа на рабочие характеристики ЭЦН

При подборе УЭЦН к скважине руководствуются паспортной (заводской) характеристикой насоса – зависимостями напора, потребляемой мощности и коэффициента полезного действия от подачи насоса. Увеличение вязкости откачиваемой жидкости приводит к ухудшению рабочих характеристик насоса.



Рис. 20. Газосепаратор-диспергатор

Свободный газ, поступающий вместе с жидкостью в ЭЦН, существенно ухудшает его рабочие характеристики. По длине насоса изменяются объемный расход, вязкость и плотность откачиваемой газожидкостной смеси. В межлопаточных каналах первых рабочих колес образуются газовые каверны, которые не участвуют в движении и снижают рабочие характеристики.

Вдоль насоса давление и температура увеличиваются, что сопровождается изменением объемного расхода газожидкостной смеси.

Известно несколько методов борьбы с вредным влиянием газа на работу ЭЦН:

- 1) увеличение погружения насоса под динамический уровень, в результате чего происходит уменьшение содержания свободного газа на приеме;
- 2) использование рабочих ступеней от насоса тех же габаритов, но с большей подачей, в качестве первых 10–15 рабочих ступеней; это обусловлено тем, что расход смеси вдоль насоса уменьшается;
- 3) сепарация газа на приеме насоса с отводом газа через затрубное пространство;
- 4) применение диспергаторов газа различных конструкций.

8.5.2. Осложнения при образовании песчаных пробок

Песок (частицы породы) выносится из пласта в ствол скважины в результате разрушения пород, обычно рыхлых, слабосцементированных, под воздействием фильтрационного напора при определенной скорости фильтрации или градиенте давления. Вынос песка из пласта приводит к нарушению устойчивости пород в призабойной зоне, к обвалу пород и, как следствие, к деформациям (смятиям) эксплуатационных колонн и нередко к выходу из строя скважин. Песок, поступающий в скважину, осаждаясь на забое, образует пробку, которая существенно снижает текущий дебит скважины. Удаление пробки с забоя требует трудоемких ремонтных работ и связано с неизбежными потерями добычи нефти. Песок, выносимый из пласта, приводит также к усиленному износу эксплуатационного оборудования.

Существующие методы борьбы с пробкообразованием можно разделить на три группы:

1. Предотвращение поступления песка в скважину;
2. Вынос песка из забоя на поверхность и приспособление оборудования к работе в пескопроявляющих скважинах;
3. Ликвидация песчаных пробок.

Методы предотвращения поступления песка в скважину

Избежать разрушения пород можно уменьшением дебита до определенного допустимого уровня, при этом уменьшается скорость фильтрации, депрессии давления и, как следствие, напряжения в породе. Однако в условиях слабосцементированных пород эксплуатация скважин при таких режимах нередко оказывается экономически нерентабельной. Поэтому в основном применяют различные забойные фильтры или осуществляют крепление пород в призабойной зоне.

Вынос песка на поверхность и приспособление оборудования к работе в пескопроявляющих скважинах

Скорость потока жидкости в пределах от нижних до верхних отверстий интервала перфорации (фильтра) возрастает от нуля до максимального значения, соответствующего дебиту скважины. В ходе эксплуатации скважины часть поступающих из пласта частиц осаждается в стволе, высота пробки увеличивается, дебит скважины при этом уменьшается, условия для выноса ухудшаются.

Вынос частиц на поверхность отмечается при соблюдении неравенства:

$$\omega_{\text{ж}} / \omega_{\text{св}} \geq 2 \div 2,5,$$

где

$\omega_{\text{ж}}$ – скорость восходящего потока жидкости (газожидкостной смеси);

$\omega_{\text{св}}$ – скорость свободного осаждения песчинки (с расчетным диаметром, равным среднему диаметру наиболее крупной фракции, составляющей около 20% всего объема песка).

Для выполнения неравенства

$$\omega_{\text{ж}} / \omega_{\text{св}} \geq 2 \div 2,5$$

задают высокие дебиты скважин, подбирают соответствующие диаметры труб.

Количество жидкости, необходимое для подкачки, принимают равным объему скважины от башмака подъемных труб до нижних отверстий фильтра. Подъемные трубы необходимо спускать в фильтровую зону для лучшего выноса песка. На практике чаще всего трубы спускают до верхних отверстий фильтра из опасения, что они могут быть прихвачены песком, поступающим из отверстий фильтра.

Ликвидация песчаных пробок

Песчаные пробки периодически промывают жидкостью или чистят гидробуром. В качестве промывочной жидкости применяют воду (обработанную ПАВ), азрированную жидкость, пену, плотность которых соответствует пластовому давлению. Промывка основана на использовании энергии струи закачиваемой жидкости для разрушения песчаной пробки и выноса песчинок на поверхность. Возможны прямая, обратная, комбинированная и непрерывная промывки.

При прямой промывке жидкость закачивают в НКТ, вынос песка происходит по затрубному пространству. При обратной промывке создают поток в обратном направлении. Струя, выходящая из НКТ, лучше размывает пробку. Для улучшения разрыхления пробки на НКТ навинчивают различные наконечники (кососрезанную трубу, насадку, фрезу и др.). Однако при прямой промывке скорость восходящего потока меньше, чем при обратной промывке. Поэтому при комбинированной промывке размыв осуществляют путем закачки в НКТ, а для выноса песка периодически переходят на обратную промывку. Промывочное устройство, которое устанавливают выше башмака НКТ, позволяет закачивать жидкость

в затрубное пространство, размывать через башмак НКТ и осуществлять подъем по НКТ. При промывке трубы подвешивают на вертлюге подъемника, а жидкость поступает по промывочному шлангу. Для обратной промывки устье скважины герметизируют промывочной головкой (сальником). При непрерывной прямой промывке применяют промывочную головку, которая позволяет наращивать трубы почти без прекращения прокачки жидкости. При этом скорость восходящего потока необходимо принимать из неравенства:

$$\omega_{\text{ж}} / \omega_{\text{св}} \geq 2 \div 2,5,$$

Использование струйного насоса позволяет проводить промывку без создания противодействия на пласт.

Для чистки песчаных пробок применяют также гидробур, который спускается в скважину. Гидробуром ударяют о поверхность пробки, при этом долото разрыхляет ее. При подъеме плунжер поршневого насоса гидробура засасывает жидкость с песком из-под долота. Песок отделяется в сепараторе и поступает в желонку, а жидкость – под плунжер насоса.

Борьба с вредным влиянием песка на работу насоса

Песок при малейшей негерметичности НКТ быстро размывает каналы протекания жидкости в резьбовых соединениях, усиленно изнашивает внутреннюю поверхность НКТ, особенно в наклонно-направленных скважинах. Даже при кратковременных остановках (до 10–20 мин) возможно заклинивание насоса. Увеличение утечек жидкости приводит к уменьшению подачи насоса, скорости восходящего потока ниже приема, что способствует ускорению образования забойной пробки. А забойная пробка существенно ограничивает приток в скважину. Снижение дебита вследствие износа оборудования и образования песчаной пробки вынуждает провести преждевременный ремонт для замены насоса и промывки пробки.

Можно выделить следующие три группы методов борьбы с песком.

1. Наиболее эффективный метод – предупреждение и регулирование поступления песка из пласта в скважину. Первое может быть обеспечено либо установкой специальных фильтров на забое, либо креплением призабойной зоны, а второе – уменьшением отбора жидкости. При этом целесообразно обеспечить плавный запуск песочной скважины последовательным увеличением или подливом чистой жидкости в скважину через затрубное пространство (20–25% от дебита).

2. Обеспечение выноса на поверхность значительной части песка, поступающего в скважину.

3. Применение песочных якорей и фильтров, устанавливаемых у приема насоса, осуществляется сепарация песка от жидкости. Работа песочных якорей основана на гравитационном принципе. В якорях прямого и обратного действия жидкость изменяет направление движения на 180°, песок отделяется под действием силы тяжести и осаждается в песочном «кармане», при заполнении которого якорь извлекают на поверхность и очищают. Применение песочных якорей – не основной, а вспо-

могательный метод борьбы с песком, который целесообразен в скважных с непродолжительным поступлением песка или же с небольшим общим его количеством.

Противопесочные фильтры, устанавливаемые у приема насоса, предупреждают поступление в насос песчинок средних и крупных размеров.

8.5.3. Особенности откачки высоковязких сортов нефти и водонефтяных эмульсий

В последнее время в разработку вовлекаются месторождения с высоковязкими сортами нефти. Основной способ подъема таких сортов нефти на поверхность – насосный. В процессе эксплуатации возникают осложнения, вызванные силами гидродинамического трения при движении штанг в жидкости, а также движении жидкости в трубах и через нагнетательный и всасывающий клапаны. Вредное влияние гидродинамических сил трения сводится к уменьшению коэффициента полезного действия насоса. Для уменьшения влияния вязкости применяют различные технические приемы и технологические схемы добычи. При откачке высоковязких сортов нефти используют специальные двухплунжерные насосы, увеличивают диаметры НКТ, насоса и проходные сечения в клапанах насоса, устанавливают тихоходный режим откачки (уменьшают число качаний и длину хода).

При обводненности продукции 40–80% водонефтяные эмульсии обладают высокой вязкостью, а гидродинамические силы трения достигают наибольшего значения. Если эмульсия неустойчивая, то на забое скапливается вода, что вызывает рост забойного давления. С целью снижения забойного давления можно применить хвостовик или увеличить глубину спуска насоса.

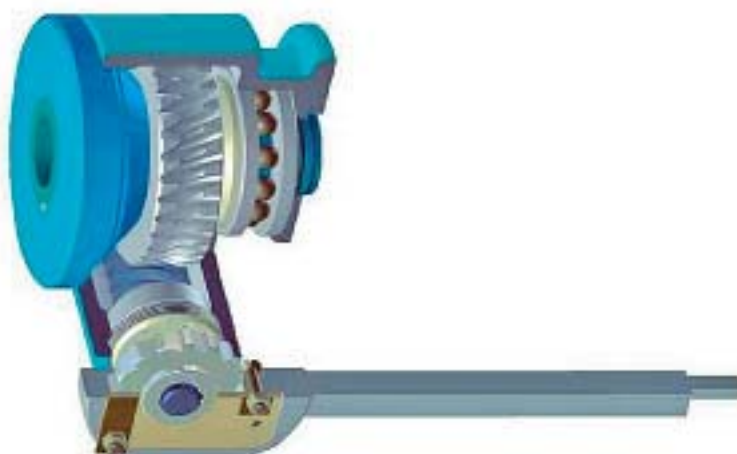


Рис. 21. Штанговращатель

8.5.4. Осложнения при эксплуатации наклонно-направленных скважин установками ШГН с интенсивностью набора кривизны более 2° на 10 м

При большой кривизне ствола скважины наблюдается интенсивное истирание насосно-компрессорных труб и штанг вплоть до образования длинных щелей в трубах или обрыва штанг. Для медленного проворачивания колонны штанг и плунжера «на заворот» при каждом ходе головки балансира с целью предотвращения одностороннего истирания штанг, муфт и плунжера, предотвращения отвинчивания штанг и удаления парафина применяют штанговращатель. Он состоит из круглого зубчатого диска, закрепленного на устьевом штоке горизонтально, и храпового механизма с шарнирным зубом и рычагом, который тросом соединяется с неподвижной точкой.

При каждом качании балансира трос натягивается и посредством храпового механизма поворачивает диск и, соответственно, штанги на один шаг зубчатого диска. Штанги делают один оборот за число качаний, равное количеству зубьев в диске по его периметру.

8.5.5. Обводнение скважин с темпом выше проектного

Обводнение добывающих скважин при водонапорном режиме – процесс естественный и закономерный, происходящий вследствие продвижения ВНК во внутреннюю область залежи, ранее насыщенную нефтью.

Причины преждевременного обводнения

Отбор нефти может сопровождаться прорывами воды в добывающие скважины. Причинами прорывов можно назвать:

- проницаемостную зональную (по площади) и слоистую (по толщине пласта) неоднородность залежи; вязкостную и гравитационную неустойчивость вытеснения; особенности размещения добывающих и нагнетательных скважин;
- залегание подошвенной воды; наклон пласта, растекание фронта вытеснения;
- наличие высокопроницаемых каналов и трещин, особенно в трещиновато-пористом коллекторе;
- негерметичность эксплуатационной колонны и цементного кольца.

Преждевременное обводнение пластов и скважин приводит к существенному снижению текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи (вода бесполезно циркулирует по промытым зонам, а в пласте остаются целики нефти); к большим экономическим потерям, связанным с подъемом на поверхность, транспортированием, подготовкой и обратной закачкой в пласт больших объемов воды; с необходимостью ускоренного ввода в разработку новых месторождений для компенсации недоборов нефти.

Методы борьбы с обводнением

Для борьбы с преждевременным обводнением пластов и скважин применяют методы регулирования процесса разработки. Уменьшения языко- и конусообразования вод можно достичь оптимизацией техно-

логических режимов работы скважин, а предотвращения опережающего движения воды по высокопроницаемому пласту многопластового месторождения – применением методов одновременно-раздельной эксплуатации.

Разработка нефтяных залежей в условиях вытеснения нефти водой сопровождается отбором значительных объемов пластовой воды при обводненности до 98% и более. Поэтому подчеркнем, что осуществление ремонтно-изоляционных работ (РИР) целесообразно только в случаях преждевременного обводнения скважин. Основным назначением РИР следует считать обеспечение оптимальных условий выработки пласта для достижения проектного коэффициента нефтеотдачи.

Четкое формулирование целей изоляционных работ, обоснованный выбор метода и технологии его осуществления могут быть выполнены только при наличии ясных представлений о путях обводнения скважин. Для изучения путей поступления воды применяют промыслово-геофизические методы исследования.

9.1.	Промыслово-гидродинамические исследования	329
	Приборы и оборудования для проведения промыслово-гидродинамических исследований	337
9.2	Промыслово-геофизические исследования	346

9. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

Разработка нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений осуществляется в соответствии с технологическими схемами или проектами, которые предусматривают воздействие на залежи с целью более интенсивного и полного извлечения запасов нефти. Для управления процессами разработки необходима достоверная информация о характеристиках процессов, происходящих в сложных пластовых системах.

Основным источником информации во всех случаях являются исследования пластов продуктивного разреза в скважинах, дебита и состава получаемой продукции, закачки вытесняющих агентов, состояния и работы скважин и технологического оборудования. Эти исследования выполняются промысловыми, гидродинамическими и геофизическими методами. Также используются лабораторные методы анализа для исследования поднимаемых из скважин образцов керна, поверхностных и глубинных проб нефти, газа и воды.

Контроль разработки месторождений осуществляется в целях:

- выявления фактической технологической и экономической эффективности систем разработки месторождений (залежей), а также используемых отдельных технологических решений, включая мероприятия по их регулированию;
- получения информации, необходимой для оптимизации процессов разработки и проектирования мероприятий по их совершенствованию.

Задачи контроля сводятся:

- к исследованию характеристик процессов выработки запасов нефти;
- к определению показателей, характеризующих эффективность систем разработки.

Эффективность контроля определяется детальностью сведений о свойствах разрабатываемых залежей. К основным свойствам залежей, подлежащим уточнению в процессе разбуривания месторождений, относятся геометрические характеристики (площадь, литология, эффективные и нефтенасыщенные толщины разрабатываемых пластов, начальные положения ВНК и ГНК, наличие непроницаемых границ по вертикали и горизонтали и т.п.), коллекторские свойства и начальная насыщенность пластов, неоднородность по проницаемости, начальные физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов (вязкость, плотность, газонасыщенность, давление насыщения, минерализация вод и др.), начальные пластовые давления и температуры и т.д.

На основе уточненных данных о залежах нефти методы контроля позволяют исследовать характеристики процессов, происходящих в пластах.

Показателями эффективности систем разработки являются:

- текущая и предполагаемая конечная нефтеотдача пластов;
- уровень и динамика добычи нефти, газа и попутной воды;
- закачка рабочих реагентов;
- экономические показатели (капитальные вложения, себестоимость и др.).

Информацию для контроля получают: измерением продукции скважин на поверхности, исследованиями мест притока и состава жидкости в стволе скважины и исследованиями пластов в разрезе скважин. Полученные данные позволяют решать задачи контроля как отдельных скважин, так и залежи или месторождения в целом.

Контроль выработки запасов нефти осуществляется путем учета продукции добывающих скважин (нефть, попутный газ, вода) и закачки рабочих агентов в нагнетательные скважины; определения положения границ внедрения вытесняющего агента, изменения положения ВНК и ГНК; изучения текущей и остаточной нефтенасыщенности пластов. Полученные данные используются для определения охвата залежей закачкой рабочих агентов и обводнением, для оценки полноты вытеснения нефти из пластов.

Контроль эксплуатационных характеристик пластов и энергетического состояния залежи осуществляется путем исследования профиля притока (поглощения) для определения работающих интервалов продуктивного разреза (охвата разработкой), определения пластового давления по вскрытому разрезу, определения забойных, буферных и затрубных давлений, определения изменений физико-химических свойств добываемых жидкостей и газа (в пластовых и поверхностных условиях), определения изменений пластовой температуры. Полученные данные позволяют выявлять текущее распределение коэффициентов продуктивности, приемистости и параметров, характеризующих степень гидродинамического совершенства скважин (коэффициент совершенства, приведенный радиус, скин-эффект); позволяют изучать распределение текущей гидропроводности пластов; производить количественную оценку утечек нагнетаемого рабочего агента в законтурную область или в другие пласты; изучать взаимодействие эксплуатируемого продуктивного горизонта с соседними по разрезу, выявлять наличие и интенсивность перетоков жидкости и газа между пластами. Осуществляется также контроль технического состояния скважин и работы технологического оборудования.

В ряде случаев системы контроля должны предусматривать и решение других задач: выявление условий выпадения парафина и солей в пластах, в призабойной зоне и в скважинах; определение характеристик изменения свойств пласта в различных направлениях, определение характеристик трещиноватости пластов и т.п.

9.1. ПРОМЫСЛОВО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Промыслово-гидродинамические исследования пластов подразделяются на две группы.

Первая группа основана на замерах «установившихся» забойных давлений и дебитов. К этой группе относится *метод установившихся отборов*. Этот метод называют методом исследования на режимах: получение значений «дебит – забойное давление (или депрессия)» при отборе жидкости из пласта на нескольких установившихся режимах. Применяется в эксплуатационных и нагнетательных скважинах.

Основной целью исследования на установившихся отборах является построение индикаторной диаграммы (индикаторной линии) скважины. *Индикаторной диаграммой* скважины называется графическая зависимость установившегося дебита от депрессии (забойного давления), соответствующей данному дебиту. Индикаторные диаграммы, имеющие прямолинейную форму, характеризуют линейный характер фильтрации в пласте и независимость фильтрационных характеристик пласта в призабойной зоне от давления. Искривления формы индикаторных диаграмм могут быть вызваны:

- подключением новых работающих интервалов при увеличении депрессии на пласт;
- наличием трещин в пласте, смыкающихся их при снижении забойного давления;
- образованием трещин в пласте при нагнетании в него рабочего агента при давлениях, превышающих давление раскрытия трещин;
- выделением свободного газа в пласте при снижении забойного давления ниже давления насыщения;
- очисткой призабойной зоны пласта от механических примесей и др.

Обработка индикаторной диаграммы позволяет определить коэффициент продуктивности скважины и его зависимость от забойного давления.

Коэффициент продуктивности является интегральным параметром. Он определяется как фильтрационными характеристиками пласта, так и состоянием призабойной зоны скважины.

Индикаторная диаграмма является одним из основных источников информации для прогнозирования дебита скважины с учетом совместной работы пласта, призабойной зоны, лифтовых труб и выкидных линий. Без результатов исследования на «установившихся режимах» невозможен также выбор насосного оборудования и оптимальных технологических режимов его эксплуатации.

Начальный режим – это режим на данный период, при этом (и в дальнейшем на каждом последующем режиме) проводятся замеры $Q_{\text{жид.}}$, $H_{\text{дин.}}$, $P_{\text{БУФ.}}$, $P_{\text{ЗАТР.}}$, $P_{\text{ЛИН.}}$, отбирается проба с устья скважины на процентное содержание воды, при необходимости замеряется $\Gamma\phi$. Переход на другой режим работы скважины производится путем смены диаметра штуцера в скважинах, эксплуатирующихся фонтанным способом, а также с помощью электроцентробежных насосов (ЭЦН). При наличии частотного преобразователя разные режимы работы скважины, оборудованной ЭЦН, можно устанавливать путем изменения частоты тока, питающего электродвигатель насоса. В скважинах со штанговыми насосами смена режима работы производится путем изменения числа качаний или длины хода полированного штока. В нагнетательных скважинах при исследовании фиксируются давление и приемистость, каждое последующее значение давления должно быть больше предыдущего.

Число режимов работы скважины должно быть не менее трех. Исследования следует проводить на «прямом ходе» – от малых режимов работы к большим. Интервалы времени работы скважины на разных режимах не должны существенно отличаться друг от друга (не более 10–20%).

Этим же методом исследуется и фонтанный фонд, для чего скважина обязательно должна быть оборудована лубрикатором и исследовательской

площадкой. Глубинный манометр типа АМТ или САМТ спускают до интервала перфорации с последующим замером забойного и пластового давления. По глубинным пробам уточняют физико-химические свойства пластовых жидкостей. Отбор проб производят проточными (ПМГ, ПГПрР-40) или всасывающими (ВПП-300) пробоотборниками. Перед исследованием скважина шаблонируется до глубины, большей, чем на которую будет спущен прибор. Низ НКТ должен быть оборудован воронкой. Не ранее, чем за двое суток до проведения глубинных исследований на фонтанной скважине, необходимо провести горячую промывку скважины АДП для обеспечения нормального прохождения приборов. Контроль пластового давления производится глубинным манометром в пьезометрических скважинах, которые должны быть оборудованы лубрикатором и исследовательской площадкой.

Опыт показал, что время для восстановления давления в остановленных скважинах, в зависимости от коллекторских и фильтрационных свойств пласта, различно. Необходимое время простаивания скважины следует устанавливать опытным путем для каждого пласта на каждом из месторождений. В зависимости от проницаемости пласта при незагрязненной призабойной зоне ориентировочно может быть рекомендовано следующее время простаивания скважины:

– при проницаемости менее 0,003 мкм ²	5–7 суток;
– при проницаемости 0,003–0,005 мкм ²	3–5 суток;
– при проницаемости 0,005–0,010 мкм ²	2–3 суток;
– при проницаемости 0,010–0,050 мкм ²	1–2 суток;
– при проницаемости свыше 0,050 мкм ²	не менее 1 суток.

Исследования глубинным манометром более точны, чем отбивка уровней, т.к. являются прямым методом определения пластового и забойного давления и поэтому содержат меньшее число ошибок. Скорость распространения звуковой волны зависит от физических свойств газа, заполняющего скважину, температуры, давления и т.д. Поэтому при каждом измерении уровня ее определяют косвенным путем. Межтрубное пространство глубинно-насосных скважин должно оснащаться специальными отражателями звуковых волн (реперами), расстояние которых до устья известно. Для получения отчетливого отраженного импульса репер должен перекрывать поперечное сечение эксплуатационной колонны на 60–70%.

Вторая группа гидродинамических методов исследований основана на замерах неустановившихся забойных давлений в возмущающих и реагирующих скважинах. К этой группе относится *метод восстановления забойного давления* – прослеживание изменений забойного давления и дебита в скважине, некоторое время работавшей с известным дебитом, а затем остановленной.

В фонтанных скважинах замеряют забойное давление глубинным манометром, дебит скважины, расчетным путем определяют проницаемость пласта, пьезопроводность, гидропроводность, коэффициент продуктивности и гидродинамического совершенства.

Для механизированных скважин – снимается *кривая восстановления*

уровня (КВУ). Качественная информация получается при условии, что уровень поднимается от глубины спуска насоса до устья скважины.

Технология исследования такова: после замера динамического уровня скважину останавливают и отбивают уровни через 5, 15, 30 мин, 1 час, 3 часа, 24 часа и далее, через каждые сутки до стабилизации уровня.

Каждая скважина 1 раз за период эксплуатации должна пройти исследование методом неустановившейся фильтрации, так как это помогает оценить эффективность применяемых методов воздействия на пласт.

К этой группе относится и *метод гидропрослушивания пласта* – прослеживание изменений забойного давления в наблюдательных скважинах при работе возмущающей скважины. При проведении исследований в пласте могут работать одна или несколько скважин (возмущающие скважины), дебит которых известен. В одной или нескольких скважинах измеряется изменение давления во времени. Это могут быть как сами возмущающие скважины, так и другие, временно не работающие, их называют наблюдательными. Метод позволяет определить коэффициент пьезопроводности пласта в зоне между скважинами, не используя при обработке дополнительных данных.

Частным случаем гидропрослушивания является прослеживание за изменением забойного давления и дебита на забое самой возмущающей скважины после пуска ее в длительную работу. Этот метод называют *методом падения, или стабилизации забойного давления*, а кривые прослеживания за изменением давления на забое скважины, работающей с постоянным или переменным дебитом, – *кривыми падения давления (КПД)*. Это один из способов исследования нагнетательных скважин.

При снятии КПД необходимо знать приемистость скважины, т.к. она участвует в расчетах по определению проницаемости пласта и призабойной зоны. Технология такова: определяют рабочее буферное давление, затем закрывают скважину и прослеживают падение буферного давления с промежутком времени 5, 10, 20, 30 мин, 1 час, 4 часа, 24 часа и каждые сутки – до $P_{\text{буф}} = 0$.

При расчете КПД определяются следующие параметры: пластовое давление, коэффициент продуктивности, коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта и призабойной зоны, последнее позволяет судить о необходимости обработок призабойной зоны пласта, а также отражает эффективность проведенных мероприятий.

Еще одним методом, основанным на исследованиях неустановившихся процессов, является метод «мгновенного» возмущения пласта («мгновенного» изменения забойного давления). Время проведения возмущения пласта должно быть много меньше времени регистрации последующего восстановления давления (сравливание избыточного давления, накопившегося попутного газа в остановленной скважине или азота, закачанного компрессором; подлив жидкости и др.). При этом не требуется знать объем отобранной из пласта жидкости.

Гидродинамические методы исследований, основанные на замерах неустановившихся забойных давлений в скважинах, позволяют определять фильтрационные параметры пласта, оценивать состояние призабойной зоны, изучать области дренирования скважин.

Гидродинамические исследования пластов и скважин не являются прямым методом определения проницаемости пласта. Она может быть получена расчетным путем из коэффициента гидропроводности, определяемого непосредственно по данным гидродинамических исследований скважин.

Первичной информацией, необходимой для определения фильтрационных характеристик пласта по данным гидродинамических исследований скважин, являются данные об изменении во времени в процессе исследований давления и дебита на забое скважины.

Дебит замеряется на замерной установке на устье скважины и пересчитывается в процессе обработки данных гидродинамических исследований скважин в пластовые условия. При этом используется величина объемного коэффициента пластовой нефти, определяемая в лабораторных условиях. В малодебитных скважинах замеры дебита на поверхности необходимо корректировать путем учета процессов подъема жидкости в стволе скважины. При этом используются данные по конструкции скважины, плотность отбираемого флюида и изменение во времени давлений на устье скважины.

Всей перечисленной информации достаточно для проведения обработки материалов гидродинамических исследований скважин и определения следующих трех параметров:

- коэффициент продуктивности скважины;
- гидропроводность пласта;
- приведенная пьезопроводность.

Для контроля энергетического состояния залежей нефти по данным результатов глубинных замеров пластового давления и замеров статического уровня (по которым рассчитываются пластовые давления) строят карты изобар. Периодичность построения карт изобар зависит от стадии разработки месторождения и степени его разбуренности: в начале разработки, когда идет его интенсивное рабуривание – ежеквартально; на месторождениях, находящихся в разработке длительное время без разбуривания, – 1 раз в полгода.

Карты изобар могут быть использованы для расчетов плотности жидкости глушения, но не позже двух месяцев с момента построения карты. В дальнейшем для этих целей необходимо замерять статический уровень (пластовое давление) непосредственно перед ремонтом скважины.

Основные параметры, замеряемые и рассчитываемые при исследовании скважин:

- *статический уровень* ($H_{СТ}$) – стабилизированный уровень жидкости в остановленной скважине при замеренном значении затрубного давления; затрубная задвижка при отбивке НСТ должна быть закрыта;
- *динамический уровень* ($H_{ДИН}$) – уровень жидкости в работающей скважине;
- *пластовое давление* ($P_{ПЛ}$) – давление на забое остановленной скважины, аналог $H_{СТ}$;
- *забойное давление* ($P_{ЗАБ}$) – давление на забое работающей скважины, аналог $H_{ДИН}$;

– коэффициент продуктивности ($K_{\text{прод}}$) – параметр, характеризующий добывные возможности скважины. Размерность – т/сут · атм (физический смысл – увеличение дебита скважины (т/сут) при снижении забойного давления на одну атмосферу);

– коэффициент гидропроводности ($e = k \cdot h / \mu$) – комплексный параметр, учитывающий влияние коллекторских свойств пласта и флюидов на дебит (приемистость) скважин. Существует прямая зависимость между гидропроводностью и дебитом (приемистостью). Здесь k – проницаемость, h – толщина пласта, μ – вязкость жидкости;

– коэффициент пьезопроводности (c) – характеризует скорость передачи волны давления, т.е. определяет степень взаимодействия скважин при создании возмущения (организации закачки, остановок или запусков скважин, форсирование отборов и т.д.). Размерность – см²/с.

Основные виды, объемы и периодичность промыслово-гидродинамических исследований приведены в таблице 1.

Периодичность промыслово-гидродинамических исследований по контролю за разработкой

[illegible]

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Категории и виды скважин	Промысловые гидродинамические исследования скважин												Химические исследования							
		Текущая промыслово информация												отбор и анализ проб попутной воды	* отбор и анализ глубинных проб нефти	анализ закачиваемой воды, содержание КВЧ, окиси железа и др.					
		Q _{жид}		% воды		Γ _ф				определение P _{БВФ} , P _{зап.}		определение P _{заб.} (H _{дпн.})	определение P _{пл.} (H _{ст.})				исследование методом восстановления давления (уровня)	исследование методом установившихся отборов			
						свыше 5 т/сут.	до 5 т/сут.	менее 2% и более 90%	от 2% до 90%										при P _{заб.} > P _{наб.пл.}	нефтегазовые залежи	с ратущим Γ _ф и в подгазовых зонах
	с изменением состояния призабойной зоны	до начала работ	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
			после проведения работ	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
	с изоляцией или приобщением пластов	до начала работ	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
			после проведения работ																		

Примечание: * — в соответствии с проектным документом:
н — один раз в неделю,
к — один раз в квартал,
2г — один раз в два года,
м — один раз в месяц,
п — один раз в полугодие,
1 — разовое исследование,
м² — два раза в месяц,
г — один раз в год,
к/п — 1 раз в квартал на I стадии разработки и 1р. в полугодие на II стадии разработки.

ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОМЫСЛОВО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ



Комплекс СиамМастер-ГДИС2 располагается на базе автомобилей повышенной проходимости типа «УРАЛ», «Садко 4×4», «Соболь 4×4», а также на платформе с вертолетной подвеской, предназначен для спуска и подъема на проволоке приборов и инструментов при гидродинамических исследованиях скважин и при других скважинных работах.

- Комплекс оснащен электрической лебедкой с электронным частотным управлением.

- Комплекс состоит из двух отсеков операторского (теплого) и лебедочного (холодного), разделенных утепленной перегородкой с окном (стеклопакет).

- В операторском отсеке установлены пульт управления электрической лебедкой, стол, кресло оператора, дополнительное освещение, дополнительный (электрический) обогреватель. В варианте «Садко 4×4» дополнительно установлено бытовое оборудование и место для отдыха операторов.

- В лебедочном отсеке установлена электрическая лебедка, бензогенератор, эл.кабели и другое вспомогательное оборудование.



Пробоотборник глубинный (ПГПрР)

ПГПрР предназначен для отбора глубинных проб скважинных жидкостей с одновременной регистрацией значений давления и температуры в момент отбора пробы по стволу скважины, а также в процессе проведения гидродинамических исследований.

Применяется в скважинах, обсаженных лифтовыми трубами с внутренним диаметром от 59 до 73 мм.



Уровнемер СУДОС – мини 2 master

Предназначен для оперативного контроля уровня жидкости в нефтяных скважинах.

**Уровнемер СУДОС – автомат 2 master**

Предназначен для контроля уровня жидкости в нефтяных скважинах, для замеров КВУ и КПУ и контроля измерений уровня при выводе скважин на режим.

**Динамограф СИДДОС – автомат 3**

Предназначен для комплексного контроля состояния штанговых глубинно-насосных установок (ШГНУ).



Динамограф СИДДОС – мини 2

Динамограф «СИДДОС – мини 2» предназначен для оперативного контроля состояния штанговых глубинно-насосных установок (ШГНУ).



Манометр-термометр устьевой УМТ-01

Предназначен для измерения давления и температуры на устье добывающих и нагнетательных скважин, а также в любых технологических процессах, требующих однократного или периодического измерения и регистрации давления и температуры.



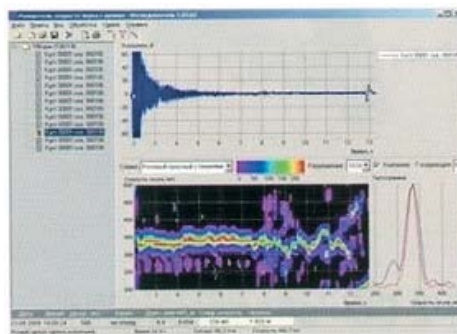
Манометр-термометр глубинный СМАТ-02

Предназначен для регистрации значений давления и температуры по стволу скважины и/или изменения их во времени в любой точке, например, на забое при снятии кривой восстановления давления. «СМАТ-02» является автономным прибором.



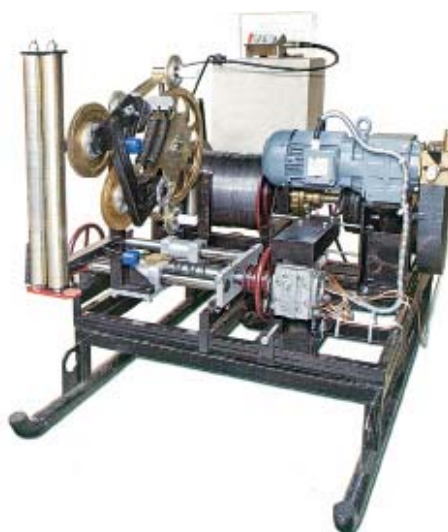
Переносной скважинный диагностический комплекс СиамМастер – 4К-М

Предназначен для контроля скорости звука в затрубном пространстве скважин на основе широкополосного эхометрирования муфт НКТ по затрубному пространству с учетом данных меры НКТ.



Электрическая переносная проволочная лебедка СиамМастер – ГДИС2А

Предназначена для спуска и подъема на проволоке автономных приборов при гидродинамических исследованиях скважин.



ВЫВОД СКВАЖИН НА РЕЖИМ

ОБОРУДОВАНИЕ:

Мобильный
диагностический
комплекс
«Сиам Мастер - 2BP»



КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ:

- динамический уровень
- линейное, буферное, затрубное давления
- температура трубы на выкидной линии
- ток по 3-м фазам

РЕЗУЛЬТАТЫ: (Программное обеспечение: WCM)

- оптимизация процесса вывода
- паспорт вывода скважины на режим

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ: ОЦЕНКА СКОРОСТИ ЗВУКА В ЗАТРУБНОМ ГАЗЕ

ОБОРУДОВАНИЕ:

Переносной диагностический
комплекс «Сиам Мастер-4К-1»
Программное обеспечение: SPEED



КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ:

- скорость звука в газовой среде межтрубного пространства механизированных скважин
- затрубное давление

РЕЗУЛЬТАТЫ:

- скорость звука в межтрубном газе для объекта исследования
- 2-мерная корреляционная зависимость скорости звука в газе

КОНТРОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ

ОБОРУДОВАНИЕ:

СУДОС

СИДДОС

УМТ

Мобильный
диагностический
комплекс Сиам Мастер



КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ:

- динамический уровень
- затрубное, буферное и линейное давления
- динамограмма

РЕЗУЛЬТАТЫ: (Программное обеспечение: Pressure, TestSGNU, Balance)

- забойное давление
- динамограмма с линиями статических нагрузок
- контроль утечек («тест клапанов»)
- коэффициент наполнения насоса
- коэффициент подачи
- оценка напряжений в верхней части колонны штанг
- коэффициент несбалансированности ШГНУ
- расчет необходимого смещения грузов для балансировки ШГНУ
- оценка потерь электроэнергии за счет несбалансированности ШГНУ

ГИДРО-ПРОСЛУШИВАНИЕ

РЕЗУЛЬТАТЫ:

(Программное обеспечение: PanSystem)

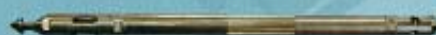
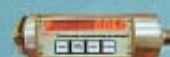
- проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность пласта
- удаленность границ, модель границ
- пластовое давление

ПАРАМЕТРЫ:

- давление на забое возмущающей и реагирующей скважин
- давление нагнетания и приемистость возмущающей нагнетательной скважины
- дебит жидкости (АСМА-Т)
- обводненность (по отбору пробы продукции на устье)

ПРИБОРЫ:

УМТ, САМТ



КВД (КВУ), КПД

РЕЗУЛЬТАТЫ:

(Программное обеспечение: PanSystem)

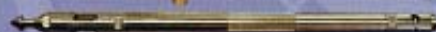
- проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность пласта
- радиус влияния скважины
- скин-эффект
- продуктивность скважины и ее гидродинамическое совершенство
- удаленность границ, модель границ
- полудлина трещины
- пластовое давление

ПАРАМЕТРЫ:

- давление на забое (динамический уровень) и его восстановление
- давление буферное, линейное и его изменение
- дебит жидкости (АСМА-Т) и приемистость нагнетательной скважины (Controllotron, Акрон)
- обводненность (по отбору пробы на устье)

ПРИБОРЫ:

СУДОС, УМТ, САМТ



ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

ПРИБОРЫ:

СУДОС, САМТ



ПАРАМЕТРЫ:

- давление на забое скважины
- статический уровень

РЕЗУЛЬТАТЫ:

(Программное обеспечение: Pressure)

- пластовое давление на ИП, ВНК

ИНДИКАТОРНАЯ КРИВАЯ

ПРИБОРЫ:

СУДОС, УМТ, САМТ



ПАРАМЕТРЫ:

- давление на забое (динамический уровень) на различных режимах работы скважины
- давление буферное, линейное и его изменение
- дебит жидкости на различных режимах работы скважины (АСМА-Т)
- обводненность (по отбору пробы на устье)

РЕЗУЛЬТАТЫ:

(Программное обеспечение: PanSystem)

- проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, пласта
- радиус влияния скважины
- продуктивность скважины и ее гидродинамическое совершенство
- удаленность границ, модель границ
- пластовое давление
- скин-эффект

9.2 ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

В процессе разработки месторождений важную роль играют геофизические исследования и работы в скважинах (ГИРС). Геофизические исследования проводятся как в открытом стволе бурящихся скважин, так и в обсаженных стволах (перфорированных и неперфорированных).

Исследования, проводимые в открытом стволе, дают информацию о геологическом строении объекта разработки, коллекторских свойствах и насыщенности продуктивных пластов. В скважинах, бурящихся на разрабатываемых участках залежей, получают также информацию о процессах, происходящих в залежи: обводнении продуктивного разреза, изменениях пластовых давлений и температур, а в благоприятных условиях – текущей и остаточной нефтенасыщенности пластов. Эти данные используются непосредственно для целей контроля разработки.

Достоверность получаемой информации определяется наличием комплекса данных о физических свойствах пород, получаемых независимыми методами (различные модификации электрометрии и радиометрии, термометрии, акустические и другие методы) и наличием уточненных – для условий данного разреза – петрофизических связей между свойствами исследуемых пластов (литология, насыщение, коллекторские свойства) и измеряемыми физическими параметрами.

Основным ограничением геофизических методов является сравнительно небольшой радиус исследуемой зоны (от нескольких сантиметров до 3–5 м от стенки скважины) и связанное с этим влияние скважины (проникновение фильтрата бурового раствора, кольматации прискваженной зоны пласта и т.п.).

Исследования в интервале перфорации действующих скважин, а также обсаженных неперфорированных интервалов скважин, проводимые с целью определения мест притока и состава поступающей жидкости, изменения насыщенности пластов, перемещения водонефтяного или газонефтяного контактов или фронтов вытеснения, определения технического состояния колонн и работы технологического оборудования, составляют самостоятельную группу геофизических методов – *методов контроля за разработкой*.

Они условно делятся на три группы:

- методы исследования заколонного пространства (определение физических свойств пластов-коллекторов и процессов, происходящих в них);
- методы изучения внутриколонного пространства (определение мест притока, количества и состава жидкости в колонне);
- исследование колонны и цементного кольца (определение технического состояния труб и цемента, исследование процессов, происходящих в цементном камне).

Методы промыслово-геофизических исследований позволяют решать несколько задач.

Контроль за разработкой и выработкой запасов

При этом определяют остаточную и текущую нефтегазонасыщенность продуктивных горизонтов, отслеживают процесс заводнения, выработки за-

пасов по пласту. Это позволяет сделать выводы о положении водонефтяных и газонефтяных контактов. Контроль за перемещением ВНК и ГНК в процессе разработки месторождений производится следующими методами:

- импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) в контрольных (неперфорированных) скважинах;
- термометрия;
- нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТ-50).

По определенному этими методами положению ВНК и ГНК устанавливаются уточненные контуры нефтеносности и газоносности.

Контроль за техническим состоянием и работой скважин проводится для определения исправности и герметичности эксплуатационных колонн, уточнения положения интервалов перфорации, текущего забоя, затрубной циркуляции и мест поступления в скважину воды и газа, а также для оценки качества цемента за колонной.

Для этого применяются: радиоактивные методы (ГК, НКТ, СГДТ); термометрия, шумометрия, расходометрия, акустическая цементометрия (АКЦ), локация муфт. Кроме того, для контроля работы и состояния добывающих и нагнетательных скважин применяются и другие приборы и методы.

Ликвидация аварий в процессе эксплуатации и ремонта скважин

Определение места прихвата подземного оборудования, торпедирование или отстрел прихваченного оборудования.

Увеличение дебита или приемистости скважин

Дополнительная перфорация, обработки ТГХВ и т.д.

Промыслово-геофизические исследования и работы в ОАО «Сургутнефтегаз» проводит трест «Сургутнефтегеофизика», а также геофизические партии ЦНИПР в НГДУ согласно заявкам ЦДНГ или ЦКРС. Для выполнения геофизических работ Заказчик одновременно с заявкой предоставляет акт о готовности скважины к исследованиям. Перед проведением промыслово-геофизических работ на территории скважины устанавливается емкость, достаточная для сбора нефти из камеры уплотнительного сальника. Все задвижки на скважине должны быть исправны, свободно открываться и закрываться от руки; должны быть установлены исправные манометры; устье скважины – оборудовано лубрикатором и исследовательской площадкой; нагнетательные скважины за 12 часов до начала исследования должны быть остановлены.

При неподготовленности скважины к проведению ГИРС Заказчик возмещает тресту «Сургутнефтегеофизика» затраты партии в случаях простоя или аварии, которые произошли по вине Заказчика.

Основные виды, объемы и периодичность промыслово-геофизических исследований приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2

Промысловое-геофизические исследования при КРС

Цель исследования	Способ воздействия	Назначение исследования	Тип прибора	Техническое состояние		Примечание
				Оборудование	Скважина	
ОТСК (определение тех. состояния эксплуатационной колонны)	Фонтан, компрессор, пенный, агрегат, водовод	Измерение $T^{\circ}C$ и P по стволу скважины, определение мест негерметичности эксплуатационной колонны и НКТ Определение места притока пластовых жидкостей и газа	КСА-7-36 КСА-Т7М1-38, 36 КСА-Т4-38-120/60	НКТ подняты	Наличие притока, приемистости	
ОХП, ОИО (определение характера притока, определение источника обводненности)	Фонтан, компрессор, пенный, УГИС	Определение места притока пластовых жидкостей и газа через ПИ или негерметичность экпл. колонны, определение профиля притока, состав скважинной жидкости	КСА-7-36 КСА-Т7М1-38, 36 КСА-Т4-38-120/60	Воронка поднята выше интервала исследования на 50 м	Перфорированная эксплуатационная колонна	С п.м., манделями, через УГИС
ОПП (определение профиля приемистости)	ЦА-320, водовод	Определение места и профиль приемистости закачиваемой жидкости	КСА-7-36 КСА-Т7М1-38, 36 КСА-Т4-38-120/60	Воронка поднята выше интервала исследования на 50 м или по экпл. колонне	Перфорированная эксплуатационная колонна	
РК 1 :200 (радиоактивный каротаж)	Без воздействия	Количественное определение емкостных свойств коллекторов (наличие газа и газоперетоков в интервалах продуктивных пластов)	РК-4-38	Воронка поднята выше интервала исследования на 50 м	Перфорированная или неперфорированная эксплуатационная колонна	Прибор снабжен радиоактивным источником
РК 1 :500 (радиоактивный каротаж)	Без воздействия	Определение содержания газа и газоперетоков по всему стволу скважины	РК-4-38	По экпл. колонне	Перфорированная или неперфорированная экпл. колонна	Прибор снабжен радиоактивным источником
Привязка репера, ПИ по ГК (гамма-каротаж)	Без воздействия	Определение глубины спущенного скважинного оборудования, ПИ, негерметичности экпл. колонны	КСА-7-36 КСА-Т7М1-38, 36 КСА-Т4-38-120/60	По НКТ 2», 2.5» и т.д., по эксплуатационной колонне	Перфорированная или неперфорированная экпл. колонна	

Цель исследования	Способ воздействия	Назначение исследования	Тип прибора	Техническое состояние		Примечание
				Оборудование	Скважина	
РГД (расходомер глубинный дистанционный)	На притоке, на изливе или под закачкой	Изменение расхода (приток) жидкости в экпл. колонне для исследования профиля поглощения (притока)	РГД-4, РД-150/60 «Граната»	По экпл. колонне, по НКТ и эксплуатационной колонне	При наличии приемистости или притока	
АВАК (аппаратура волнового акустического каротажа)	Без воздействия	Определение остаточной нефтенасыщенности, текущего коэффициента газо-, водо-, нефтенасыщения	АВАК-7	По эксплуатационной колонне	Перфорированная или неперфорированная экпл. колонна	Только с подъемником при КРС (ПРС)
АУКК (аппаратура углеродно-кислородного каротажа)	Без воздействия	Определение текущей нефтенасыщенности пласта, пористости, проницаемости, газо-, водо-, нефтенасыщения, %-ного содержания углеводородов	ПСГТ	По эксплуатационной колонне	Перфорированная или неперфорированная экпл. колонна	Только с подъемником при КРС (ПРС)
Гироскоп	Без воздействия	Определение зенитного и азимутального углов ствола скважины	ИГН-73	По эксплуатационной колонне	Перфорированная или неперфорированная экпл. колонна	Только с подъемником при КРС (ПРС)
АКЦ	Без воздействия	Оценка качества сцепления цементного камня с обсадными трубами и горными породами. Определение высоты подъема цемента за колонной	УСБА, Д-90	По эксплуатационной колонне		Только с подъемником при КРС (ПРС)
АКЦ	Без воздействия	Оценка качества сцепления цементного камня с обсадными трубами и горными породами. Определение высоты подъема цемента за колонной	Д-42, АК-42 (малогабаритный)	По НКТ 2», 2,5»		

Таблица 3

**Периодичность промыслово-геофизических исследований
по контролю за разработкой**

№ п/п	Категории и виды скважин	Профиль притока, источник обводнения	Профиль приемистости	Пластовая температура	Контроль положения ВНК и изменения насыщенности	Контроль положения ГНК и оценка изменения газонасыщенности	Обследования технического состояния скважин
1	Добывающие действующие, в т.ч.						
	– фонтанные	г-50% / 2г-5%					
	– газлифтные	г-50% / 2г-5%					
	– оборудованные ЭЦН	г-50% / 2г-5%					
	– оборудованные ШГН	г-50% / 2г-5%					
2	Нагнетательные действующие		г-5%				г-25%
3	Контрольные						
	– пьезометрические			г			
	– наблюдательные			г	г	г	
4	Водозаборные						
5	При проведении ремонта или ГТМ:						
	– с изменением режима эксплуатации или сменой оборуд.	до начала работ	1	1			
		после проведения работ	1	1			
	– с изменением состояния призабойной зоны	до начала работ	1	1			
		после проведения работ	1	1			
	– с изоляцией или приобщением пластов	до начала работ	1	1			
		после проведения работ	1	1	1		

Примечание: г – один раз в год, 2г – один раз в два года, 1 – разовые исследования.

ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

10.1.	Подготовка скважины к ремонту	352
10.2.	Производство работ по глушению нефтяных, газовых, нагнетательных скважин перед производством текущего и капитального ремонта скважин	354
10.2.1.	Основные положения	354
10.2.2.	Подготовка скважины к глушению	355
10.2.3.	Технология глушения скважин	356
10.2.4.	Глушение фонтанных, газовых и нагнетательных скважин	357
10.2.5.	Глушение скважин, оборудованных ШГН	357
10.2.6.	Глушение скважин, оборудованных УЭЦН	357
10.2.7.	Инструкция по расчету циклического глушения механизированных скважин	358
10.2.8.	Осложненное глушение	359
10.3.	Текущий ремонт скважин	359
10.3.1	Классификатор текущих ремонтов скважин	362
10.4.	Капитальный ремонт скважин	364
10.4.1.	Классификатор капитальных ремонтов скважин	366

10. ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

Неотъемлемой частью процесса поддержания стабильного уровня нефтедобычи является проведение подземного ремонта скважин. Подземный ремонт скважин подразделяется на текущий и капитальный:

- текущий ремонт обеспечивает замену или ревизию подземного и устьевого оборудования скважин с помощью подъемного агрегата;
- капитальный ремонт предусматривает реализацию комплекса геолого-технических мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи пласта и устранение аварий подземного оборудования, произошедших в процессе эксплуатации скважин.

10.1. ПОДГОТОВКА СКВАЖИНЫ К РЕМОНТУ

Перед началом переезда на кустовую площадку бригады по ремонту скважин в обязанности ЦДНГ входят:

- подготовить нефтепромысловую дорогу для возможности перевозки оборудования, проверить наличие и обеспечить подъездные пути к кустовой площадке, скважине, при необходимости произвести отсыпку, планировку (выравнивание территории, устранение созданных в процессе работы траншей, ям);
- произвести очистку территории куста от замазученности, посторонних предметов;
- очистить подходы к станции управления, кабельным эстакадам, гребенкам, групповым замерным установкам, дренажным емкостям;
- проверить и отревизировать станцию управления СКН, УЭЦН, ШВН и оборудовать их штепсельным разъемом для подключения оборудования бригады по ремонту скважин;
- проверить и отревизировать тормозную систему СКН, легкость хода винта откидывания головки балансира (при ремонте УШГН);
- укомплектовать устьевое оборудование скважины всем необходимым согласно схеме обвязки;
- отремонтировать устьевое оборудование скважины;
- устранить пропуски нефти, газа, воды на соседних скважинах;
- проверить работоспособность коллектора;
- принять меры по предотвращению замерзания подводящего водовода и выкидных линий от скважины;
- обозначить указателями все мелкозаглубленные коммуникации, которые могут быть повреждены при проездах трактора с оборудованием и другой тяжелой техники;
- привести в соответствие с фактическим состоянием надписи на скважинах, в ЗУГах и на блоках гребенок;
- остановить ремонтируемую скважину;
- произвести замер текущего пластового давления. Скважины с аномально высоким пластовым давлением выводить в ремонт после снижения

пластового давления путем остановки, разрядки или ограничения закачки для обеспечения возможности их глушения раствором плотностью не более $1,18 \text{ г/см}^3$.

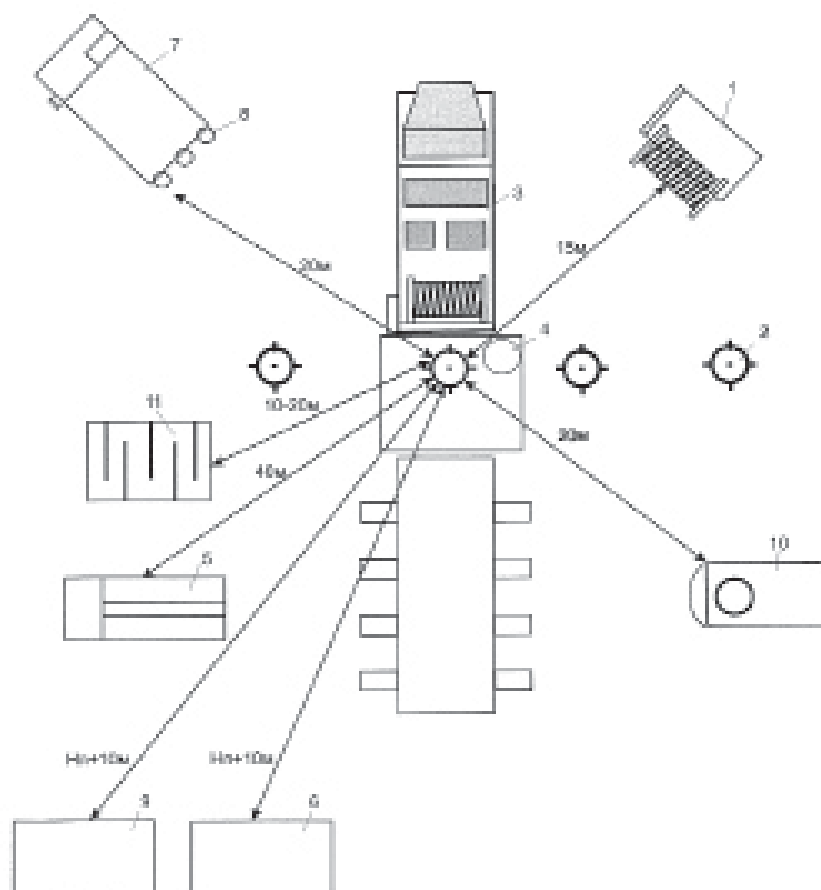


Рис. 1. Типовая схема расположения оборудования бригады КРС, освоения на территории куста при ремонте скважин:

- 1 – автонамотыватель, 2 – скважины куста, 3 – подъемный агрегат,
4 – запорная арматура, 5 – блок ГСМ, 6 – сушилка, 7 – инструменталка,
8 – прожекторы, 9 – культбудка, 10 – блок долива.

Технические условия

Расположение культбудки и оборудования в зависимости от планировки территории куста (скважин) может быть другим, но с обязательным соблюдением расстояния от устья скважины в соответствии с требованиями ПБ в НПП, ПТЭ, ПТБ и пожарной безопасности.

Перед ремонтом скважины и после ее ремонта мастерами бригад ТРС (КРС) и ЦДНГ составляется и подписывается акт приема-сдачи скважины

в ремонт и из ремонта. Все работы по подготовке скважины к ремонту ведутся в соответствии со стандартом ОАО «Сургутнефтегаз» СТП 197-2005 и «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ-08-624-03».

10.2. ПРОИЗВОДСТВО РАБОТ ПО ГЛУШЕНИЮ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ, НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ПЕРЕД ПРОИЗВОДСТВОМ ТЕКУЩЕГО И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

10.2.1. Основные положения

В целях предупреждения нефтегазоводопроявлений и открытого фонтанирования перед производством текущего и капитального ремонта или освоения скважин следует создать противодействие на забой скважины (эксплуатируемый или вскрываемый пласт) с помощью задавочной жидкости.

Скважина должна быть заглушена перед началом работ по ремонту. Глушению подлежат все скважины с пластовым давлением выше гидростатического и скважины, в которых сохраняются условия фонтанирования и газодонефтепроявлений при пластовых давлениях ниже гидростатического.

Проведение текущих и капитальных ремонтов скважин без их предварительного глушения допускается на скважинах, оборудованных клапанами-отсекателями, и на месторождениях с горно-географическими условиями, исключающими возможность самопроизвольного поступления пластового флюида к устью скважины.

Подготовка к глушению и глушение скважины производится в соответствии с «Инструкцией по глушению нефтяных, газовых и нагнетательных скважин перед проведением текущего, капитального ремонта и освоения скважин», утвержденной главным инженером ОАО «Сургутнефтегаз».

Задавочная жидкость должна обладать следующими свойствами:

- иметь достаточный удельный вес для создания необходимого давления на забой скважины;
- в случае эксплуатации скважины механизированным способом иметь содержание механических примесей не более 0,1 г/л (для насосов в износостойком исполнении – не более 0,5 г/л);
- не иметь в своем составе растворенного газа.

В качестве задавочной жидкости используются растворы технологического хлористого натрия (поваренной соли), хлористого кальция, хлористого магния и других солей, а также инвертно-эмульсионные и гидрофобные растворы (ИЭР, ГФР).

Удельный вес и объем промывочной жидкости определяются конкретно для каждой скважины геологической службой заказчика ЦДНГ или нефтегазодобывающего управления (для скважин, осваиваемых после бурения) по данным замера пластового давления и карты изобар.

Пластовое давление указывается в плане работ и наряде-заказе на скважину геологической службой ЦДНГ.

10.2.2. Подготовка скважины к глушению

Глушение скважин при текущем ремонте производится, как правило, звеном по подготовке скважин к ремонту по заданию мастера подготовительной бригады. На отдаленных месторождениях с небольшим объемом ремонтных работ допускается выполнение работ по подготовке скважин к ремонту (в т.ч. глушение скважин) производить силами самой ремонтной бригады. Глушение скважин при капитальном ремонте производится силами бригад КРС.

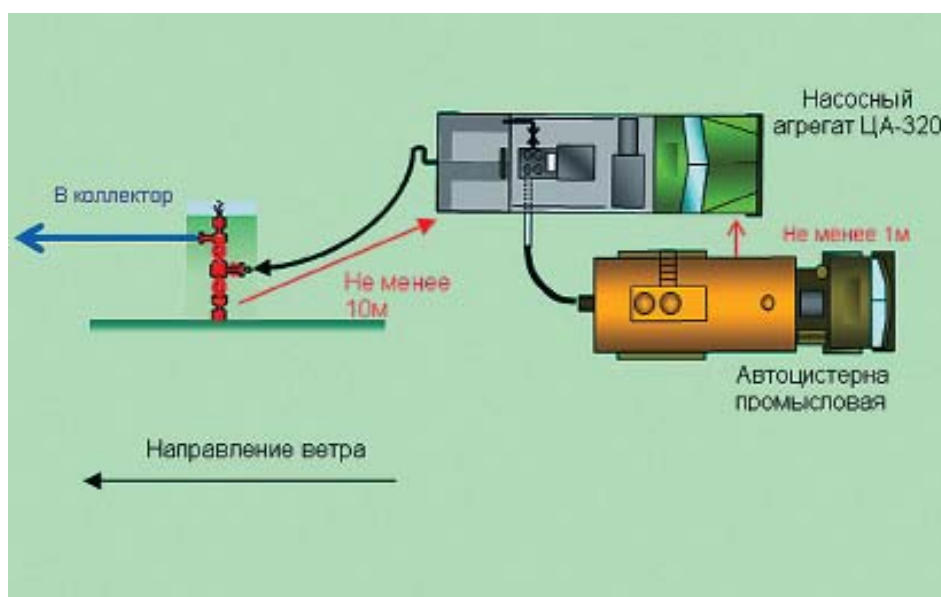


Рис. 2. Схема расстановки спецтехники при глушении скважины

Перед началом глушения оператор (совместно с представителем ЦДНГ) проверяет состояние арматуры, положение задвижек на ней и в замерной установке. Насосные агрегаты устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, расстояние между агрегатами – не менее 1 м. АЦ с промывочной жидкостью располагаются таким образом, чтобы их кабины были обращены в сторону от устья с подветренной стороны. Нельзя устанавливать агрегаты под силовыми линиями, находящимися под напряжением. Агрегаты должны иметь исправные обратные клапаны и манометры. Выкид предохранительного устройства на насосе закрывается кожухом и выводится под агрегат. Перед глушением скважины необходимо опрессовать нагнетательную линию на полуторакратное ожидаемое давление. При опрессовке нельзя находиться вблизи нагнетательной линии. Если в момент опрессовки наблюдается утечка жидкости, необходимо стравить давление с нагнетательной линии до атмосферного и устранить утечки.

Во время работы агрегатов обтяжка элементов обвязки и узлов нагнетательной линии **запрещается**.

В связи с образованием ледяных пробок в нагнетательной линии в зимнее время **запрещается**:

- пуск насоса в ход после остановок без достаточного прогрева манифольда (паром или горячей водой) и пробной закачки жидкости по трубам;
- прогрев напорных устройств открытым огнем.

10.2.3. Технология глушения скважин

Технология глушения скважины зависит от способов ее эксплуатации.

Общие требования при закачке жидкости в скважину:

- по технологическим условиям давление на эксплуатационную колонну в зависимости от диаметра допускается:

$d = 168 \text{ мм}$ – не более 100 кгс/см^2 ,

$d = 146 \text{ мм}$ – не более 120 кгс/см^2 ,

$d = 139,7 \text{ мм}$ – не более 150 кгс/см^2 , но не выше давления опрессовки колонны по проекту;

- при глушении скважин сроком эксплуатации 8 лет и более или после проведения изоляционных работ по восстановлению герметичности обсадных колонн допустимое давление составляет не более 80% от вышеуказанных;

- нагнетательные линии должны быть собраны из труб с БРС и шарнирных угольников и перед началом работ опрессованы на полуторакратное от максимального ожидаемого давления, указанного в плане ведения работ;

- при проведении глушения в зимнее время для предотвращения замерзания выкидных линий последние после глушения от скважины до замерной установки промываются нефтью;

- скважина считается заглушенной и подготовленной к ремонту, если при сообщении трубного и затрубного пространства с атмосферой не наблюдается перелива жидкости.

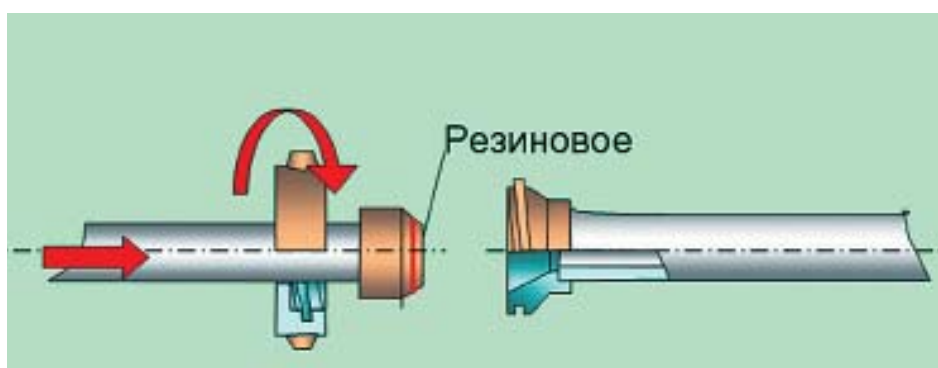


Рис. 3. Быстроразъемное соединение БРС

10.2.4. Глушение фонтанных, газовых и нагнетательных скважин

Башмак насосно-компрессорных труб (НКТ) находится в непосредственной близости от интервала перфорации, поэтому жидкость замещается в скважине на глубину спуска НКТ. В случае если НКТ запарафинены или загидрачены и восстановить циркуляцию не удастся, жидкость закачивается в затрубное пространство на максимально возможной скорости насосного агрегата непрерывно. При этом давление закачки не должно превышать максимально допустимого давления на эксплуатационную колонну для данной скважины. Если приемистость скважины недостаточна, следует производить порционную закачку жидкости (не превышая максимально допустимого давления на эксплуатационную колонну для данной скважины) с перерывами между циклами 15–30 мин и стравливанием газа в атмосферу (дренажную емкость) перед закачкой очередной порции. При интенсивном поглощении задавочной жидкости пластом в первую порцию солевого раствора объемом 8–10 м³ добавляется 5% КМЦ-500.

10.2.5. Глушение скважин, оборудованных ШГН

Перед глушением скважин, оборудованных ШГН, необходимо произвести опрессовку НКТ на 40 кгс/см². НКТ можно считать герметичными, если темп падения давления составляет не более 5 кгс/см² за 1 минуту для насосов $d = 29–32$ мм и не более 10 кгс/с · м² за 1 минуту для насосов $d = 38$ мм и более. По результатам опрессовки составляется акт.

Средняя глубина спуска ШГН на месторождениях составляет 1 100–1 400 м, поэтому глушение производится циклическим методом. Промывочную жидкость закачивают в скважину в объеме из расчета глубины спущенного подземного оборудования и скорости замещения промывочной жидкости по стволу скважины (0,1 м/с). Скважина герметизируется для замещения промывочной жидкости. После этого в скважину закачивают объем промывочной жидкости, равный замещенному объему.

10.2.6. Глушение скважин, оборудованных УЭЦН

Перед глушением скважин, оборудованных УЭЦН, необходимо произвести опрессовку НКТ созданием давления до 40 кгс/см². НКТ считается герметичными в случае, если темп падения давления составляет не более 5 кгс/см² за 1 минуту. По результатам опрессовки составляют акт. Через буферную задвижку при помощи сбивного приспособления разрушается «палец» сливного клапана. Глушение скважины производится циклическим методом. Глушение скважин, в которых вскрыты более двух продуктивных пластов, производится по специальному плану. Скважина считается заглушенной и подготовленной к ремонту, если при сообщении трубного и затрубного пространства с атмосферой не наблюдается перелива жидкости.

После проведения глушения скважины составляется акт, в котором указывается удельный вес, объем задавочной жидкости, дата и время глушения скважины. В случае осложнений при глушении с представителем ЦДНГ составить соответствующий акт. При подъеме НКТ с установкой ЭЦН давление на забой уменьшается на 11–20 кг/см², следовательно, необходимо работать с постоянным доливом, для этого достаточно иметь 4 м³ раствора.

10.2.7. Инструкция по расчету циклического глушения механизированных скважин

Исходные данные

1. Пластовое давление – $P_{пл}$, кг/см²
2. Глубина скважины до интервала перфорации – $L_{скв}$, м (или абсолютная отметка ВНК) – $H_{ВНК}$, м (абс. отметка)
3. Удлинение на кровлю пласта – l , м (или альтитуда устья) – A , м
4. Диаметр эксплуатационной колонны – $D_{ЭК}$ внутр., м
5. Диаметр НКТ – $D_{НКТ}$, м
6. Глубина спуска насоса – $L_{СП}$, м
7. Удельный вес жидкости глушения – $g_{гл}$, г/см³
8. Удельный вес скважинной жидкости – $g_{скв}$, г/см³
9. Объем одного цикла глушения – $V_{ц}$, м³

Порядок расчета

1. Определяем объем скважины:

$$V_{скв} = \pi D_{ЭК}^2 / 4 L_{скв}, \text{ м}^3$$

2. Определяем объем труб и штанг:

$$V_{ТР} = (P_{ТР} + P_{ШТ}) / 7,8, \text{ м}^3$$

где $P_{ТР}$ и $P_{ШТ}$ – вес труб и штанг в тоннах.

3. Определяем замещаемый объем жидкости:

$$V_{ж} = V_{скв} - V_{ТР}, \text{ м}^3$$

4. Определяем удельный вес жидкости, необходимый для глушения скважины:

$$g_{РАС} = 11 P_{пл} / H_{ВЕРТ}, \text{ г/см}^3,$$

где: $H_{ВЕРТ} = L_{скв} - l$, м или $H_{ВЕРТ} = H_{ВНК} + A$, м

и, в зависимости от него, выбираем стандартный $g_{гл} = 1,16$ или $1,22$.

5. Определяемый средний удельный вес жидкости в скважине после первого цикла глушения:

$$g_1 = [(g_{гл1} \cdot V_{ц1} + (V_{ж} - V_{ц1}) \cdot g_{скв})] / V_{ж}, \text{ г/см}^3$$

6. Если $g_1 < g_{рас}$, проводим второй цикл глушения:

$$g_2 = [(g_{гл1} \cdot V_{ц1} + g_{гл2} \cdot V_{ц2} + (V_{ж} - V_{ц1} - V_{ц2}))] / V_{ж}, \text{ г/см}^3$$

6.1. При $g_2 > g_{РАС}$ для высокообводненных скважин глушение заканчивается, для остальных производится закачка сеномана в недостающем объеме для полного замещения и смыва нефти:

$$V_{ЗАМ} = V_{ж} - V_{ц1} - V_{ц2} + 5, \text{ м}^3$$

6.2. При $g_2 < g_{РАС}$ производится закачка $V_{ЗАМ}$ с удельным стандартным весом более $g_{РАС}$.

Примечания:

1. Объем одного цикла – 11 м³ или 22 м³.
2. Стандартные $g_{ПЛ} = 1,015$ г/см³ (сеноман), 1,16 г/см³ и 1,22 г/см³.
3. Первой закачивается жидкость глушения с большим удельным весом.
4. Время между первым и вторым циклами – 6 часов, между вторым и третьим – 12 часов.
5. В процессе подъема глубинного оборудования производится долив жидкости согласно утвержденным инструкциям в объеме, равном $V_{ТР}$ с удельным весом не менее $g_{РАС}$.
6. При ремонте скважин, оборудованных ШГН, при замене сальников и полированных штоков (без срыва планшайбы) скважина глушится раствором с $g_{РАС}$ в объеме, равном объему скважины от устья до глубины спуска насоса + 3 м³ за один цикл.

10.2.8. Осложненное глушение

Глушение по отдельному плану-заказу производится на скважинах:

- находящихся в зоне повышенного пластового давления;
- работающих фонтаном через насос;
- не заглушенных при первом глушении и с осложненным глушением при предыдущих ремонтах;
- эксплуатирующихся на двух продуктивных горизонтах;
- с отсутствием циркуляции.

В случае если повторное глушение скважины также неэффективно, составляется отдельный план работ по определению РПЛ силами ЦНИПР, мероприятий по регулированию закачки, который утверждается главным геологом НГДУ.

ЦДНГ несет ответственность за:

- определение необходимости глушения скважины по отдельному плану-заказу или в общем порядке;
- достоверность первичной информации ($\% H_2O$, $P_{ЗАТР}$, $H_{СТ}$, конструкции скважины, $P_{ПЛ}$);
- контроль за соблюдением плана-заказа;
- подготовку скважин к ПРС (КРС).

ЦПРС несет ответственность за выполнение плана-заказа на глушение скважины.

10.3. Текущий ремонт скважин

Текущий ремонт скважин – комплекс работ, направленных на восстановление работоспособности скважинного и устьевого оборудования, и работ по изменению режима эксплуатации скважин, а также по очистке подъемной колонны и забоя от парафино-смолистых отложений, солей и песчаных пробок бригадой ТРС.

Текущий ремонт скважин обеспечивает замену или ревизию подземного и устьевого оборудования скважин с помощью подъемного агрегата. ТРС подразделяют на планово-предупредительный и восстановительный.

Планово-предупредительный ТРС – ремонт, проводимый с целью профилактического осмотра, выявления и устранения отдельных нарушений в работе скважины, пока не заявивших о себе.

Восстановительный ТРС – проводимый с целью устранения отказа. На практике такие ремонты преобладают по различным причинам, в основном из-за несовершенства технологий и низкой надежности применяемого оборудования.

К категории ТРС относятся:

- оснащение скважин оборудованием при вводе в эксплуатацию;
- перевод скважин на другой способ эксплуатации;
- оптимизация режима эксплуатации;
- ремонт скважин, оборудованных ШГН, ЭЦН;
- ремонт фонтанных и газлифтных скважин;
- очистка, промывка забоя скважин.

По характеру и последовательности проведения операций ТРС подразделяют на комплексы подготовительных, основных и заключительных работ.

К комплексу подготовительных относятся следующие работы:

- прием скважины из эксплуатации;
- глушение скважины;
- передислокация ремонтного оборудования;
- планировка территории рабочей зоны;
- монтаж подъемной установки;
- демонтаж устьевого оборудования.

Основными работами при производстве ТРС считаются:

- спуск и подъем скважинного оборудования;
- шаблонировка эксплуатационной колонны скважины;
- очистка забоя, промывка скважины;
- работы по ловле обрвавшихся, отвернувшихся штанг;
- ревизия лифта НКТ, штанг (при необходимости – замена);
- внедрение, извлечение клапанов-отсекателей и пакеров;
- работы по ремонту оборудования устья скважины;
- проведение некоторых видов исследовательских работ.

Комплекс заключительных работ включает себя:

- сборку устьевой эксплуатационной арматуры;
- очистку арматуры, ремонтного оборудования и инструмента от накопленных отложений;
- пуск и освоение скважины;
- демонтаж комплекса оборудования;
- очистку и планировку территории рабочей зоны;
- сдачу скважины в эксплуатацию.

Работа бригад ТРС (текущего ремонта скважин) планируется еженедельно с составлением плана-графика движения бригад. Текущий ремонт

скважин производится под руководством мастера текущего ремонта скважин по плану, утвержденному начальниками цехов ПРС (ПКРС) и ЦДНГ или уполномоченными на это лицами приказами по НГДУ.

При текущем ремонте скважин I категории и эксплуатирующих пласты АС4-8 план утверждается главным инженером и главным геологом НГДУ.

Все скважины, включаемые в план-график текущего ремонта, рассматриваются заместителем главного инженера по технологии, главным технологом и заместителем ЦПРС на основании предоставленных ЦДНГ планов-заказов на производство ТРС.

В плане-заказе, составленном ведущим технологом и ведущим геологом ЦДНГ, должно быть отражено:

- наличие резервного объема задавочной жидкости, соответствующего удельного веса исходя из категории по опасности НГП, конкретных геологических и других условий; вид противовыбросового оборудования;
- категория скважины;
- газовый фактор скважины;
- пластовое давление и дата его замера, который производится не реже 1 раза в 3 месяца;
- информация о ранее проведенных исследованиях;
- наличие подземного оборудования;
- цель и последовательность выполняемых работ.

Ремонт скважин II и III категорий согласовывается с начальником ЦПРС и утверждается начальником ЦДНГ.

Обязанности бригады ТРС

Совместно с представителем ЦДНГ составить акт приема скважины в ТРС.

В процессе подготовки к ремонту и заключительных работ после ремонта обеспечить соблюдение требований действующих нормативных документов, инструкций, стандартов Общества, правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Мастер ТРС организует завоз НКТ и вывоз высвободившихся НКТ, штанг с куста на трубную базу. При невозможности вывоза НКТ, штанг непосредственно после ремонта скважины складировать их на выкладках на расстоянии 30 м от скважины.

Сдать скважину в эксплуатацию в течение 3-х суток после окончания ремонта с оформлением акта сдачи скважины из ремонта.

Бригада ТРС несет материальную ответственность за:

- несоблюдение технологии ремонта;
- аварии и простои по вине бригады;
- несоблюдение правил охраны труда и техники безопасности;
- допущение розливов нефти и загрязнения окружающей среды;
- несохранность оборудования нефтепромысла, оборудования и инструмента, закрепленного за бригадой;
- неправильное и несвоевременное ведение необходимой документации и достоверность оперативной информации.

10.3.1 Классификатор текущих ремонтов скважин

Таблица 1

Шифр ремонта	Вид ремонта
ТР1	Перевод скважин под нагнетание
ТР1-3.0	Перевод под нагнетание с УШВН
ТР1-4.0	Перевод под нагнетание с УШГН
ТР1-5.0	Перевод под нагнетание с УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН
ТР1-6.0	Перевод под нагнетание с фонтана
ТР1-7.0	Перевод под нагнетание с газлифта
ТР1-8.0	Перевод под нагнетание прочих скважин (контрольные, пьезометрические и т.д.)
ТР2	Перевод нефтяных скважин на другой способ эксплуатации:
ТР2-3	с УШВН на другой способ эксплуатации
ТР2-3.4	Перевод УШВН на УШГН
ТР2-3.5	Перевод УШВН на УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН
ТР2-3.6	Перевод УШВН на фонтан
ТР2-3.7	Перевод УШВН на газлифт
ТР2-4	с УШГН на другой способ эксплуатации
ТР2-4.3	Перевод УШГН на УШВН
ТР2-4.5	Перевод УШГН на УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН
ТР2-4.6	Перевод УШГН на фонтан
ТР2-4.7	Перевод УШГН на газлифт
ТР2-5	с УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН на другой способ эксплуатации
ТР2-5.3	Перевод УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН на УШВН
ТР2-5.4	Перевод УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН на УШГН
ТР2-5.6	Перевод УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН на фонтан
ТР2-5.7	Перевод УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН на газлифт
ТР2-6	с фонтана на другой способ эксплуатации
ТР2-6.3	Перевод с фонтана на УШВН
ТР2-6.4	Перевод с фонтана на УШГН
ТР2-6.5	Перевод с фонтана на УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН.
ТР2-6.7	Перевод с фонтана на газлифт.
ТР2-7	с газлифта на другой способ эксплуатации
ТР2-7.3	Перевод с газлифта на УШВН
ТР2-7.4	Перевод с газлифта на УШГН
ТР2-7.5	Перевод с газлифта на УЭЦН, УЭВНТ, УЭДН
ТР2-7.6	Перевод с газлифта на фонтан
ТР3	Ремонт скважин, оборудованных УШВН
ТР3-1.0	Ревизия ШВН
ТР3-2.0	Подъем ШВН, спуск воронки
ТР3-3.0	Подъем воронки, спуск ШВН
ТР3-4.0	Ревизия лифта НКТ или пакера (без замены ротора и статора)
ТР3-5.0	Ликвидация обрыва штанг
ТР3-6.0	Ликвидация отворота штанг
ТР3-7.0	Ревизия колонны штанг (без замены ротора)
ТР3-8.0	Ревизия ротора (без подъема статора)

Шифр ремонта	Вид ремонта
ТР4	Ремонт скважин, оборудованных УШГН
ТР4-1.0	Ревизия ШГН (невставного)
ТР4-1.1	Ревизия ШГН (вставного) без подъема НКТ и замковой опоры
ТР4-1.2	Ревизия ШГН (вставного) с подъемом НКТ и замковой опоры
ТР4-1.3	Ревизия ШГН, внедрение дополнительного подземного оборудования (КОС, фильтр и т.д.)
ТР4-1.4	Ревизия ШГН, извлечение дополнительного подземного оборудования (КОС, фильтр и т.д.)
ТР4-2.0	Подъем ШГН, спуск воронки
ТР4-3.0	Подъем воронки, спуск ШГН
ТР4-4.0	Ревизия лифта НКТ или замковой опоры (без замены насоса)
ТР4-5.0	Ликвидация обрыва штанг
ТР4-6.0	Ликвидация отворота штанг
ТР4-7.0	Ревизия колонны штанг (без замены насоса)
ТР5	Ремонт скважин, оборудованных УЗЦН, УЗВНТ, УЗДН
ТР5-1.0	Ревизия ЭЦН
ТР5-1.1	Ревизия УЗВНТ
ТР5-1.2	Ревизия УЗДН
ТР5-1.3	Ревизия насоса (ЭЦН, УЗВНТ, УЗДН), внедрение дополнительного подземного оборудования (КОС, фильтр и т.д.)
ТР5-1.4	Ревизия насоса (ЭЦН, УЗВНТ, УЗДН), извлечение дополнительного подземного оборудования (КОС, фильтр и т.д.)
ТР5-2.0	Подъем ЭЦН, спуск воронки
ТР5-3.0	Подъем воронки, спуск ЭЦН
ТР5-4.0	Ревизия лифта НКТ (без замены насоса)
ТР6	Ремонт фонтанных скважин
ТР6-4.0	Ревизия лифта НКТ
ТР6-9.0	Восстановление циркуляции с использованием КОПС
ТР7	Ремонт газлифтных скважин
ТР7-1.0	Ревизия ГЛО без пакера
ТР7-1.1	Ревизия ГЛО с пакером
ТР7-2.0	Подъем ГЛО, спуск воронки
ТР7-3.0	Подъем воронки, спуск ГЛО
ТР7-4.0	Ревизия лифта НКТ (без замены компоновки оборудования)
ТР7-9.0	Восстановление циркуляции с использованием КОПС
ТР8	Ремонт водозаборных скважин
ТР8-0.0	Ревизия или смена ФА
ТР8-1.0	Ревизия ЭЦВ, УЗЦПК
ТР8-2.0	Подъем ЭЦВ, спуск воронки
ТР8-3.0	Подъем воронки, спуск ЭЦВ
ТР8-4.0	Ревизия лифта НКТ (без замены насоса)
ТР9	Ремонт нагнетательных скважин
ТР9-0.0	Ревизия или смена ФА
ТР9-4.0	Ревизия лифта НКТ
ТР9-4.1	Ревизия лифта НКТ с ОПЗ
ТР10	Опытные работы
ТР10-1.0	На нефтяных скважинах

Шифр ремонта	Вид ремонта
ТР10-2.0	На нагнетательных скважинах
ТР11	Перевод скважин из категории в категорию
ТР12	Ремонт прочих скважин
ТР12-0.0	Ревизия или смена ФА
ТР12-1.0	Ревизия ЭЦВ
ТР12-2.0	Подъем ЭЦВ, спуск воронки
ТР12-3.0	Подъем воронки, спуск ЭЦВ
ТР12-4.0	Ревизия лифта НКТ (без замены насоса)
ТР13	Ревизия и смена наземного оборудования нефтяных скважин:
ТР13-3	на скважинах, оборудованных УШВН
ТР13-3.0	Ревизия или смена фонтанной арматуры
ТР13-3.1	Ревизия или смена полированного штока
ТР13-3.2	Ревизия или смена верхнего привода
ТР13-3.3	Ревизия колонной головки (патрубка)
ТР13-4	на скважинах, оборудованных УШГН
ТР13-4.0	Ревизия или смена фонтанной арматуры
ТР13-4.1	Ревизия или смена полированного штока
ТР13-4.2	Ревизия или смена СУЗГ
ТР13-4.3	Ревизия колонной головки (патрубка)
ТР13-5	на скважинах, оборудованных УЭЦН (УВНТ, УЭДН)
ТР13-5.0	Ревизия или смена фонтанной арматуры
ТР13-5.3	Ревизия колонной головки (патрубка)
ТР13-6	на фонтанных скважинах
ТР13-6.0	Ревизия или смена фонтанной арматуры
ТР13-6.3	Ревизия колонной головки (патрубка)
ТР13-7	на скважинах, оборудованных ГЛО
ТР13-7.0	Ревизия или смена фонтанной арматуры
ТР13-7.3	Ревизия колонной головки (патрубка)
ТР14	Прочие виды работ
ТР14-1.0	Прочие виды работ
ТР14-1.1	Промывка забоя скважины
ТР14-1.2	Проведение геофизических исследований скважины

10.4. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

Капитальный ремонт скважин – комплекс работ, связанных с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, с ликвидацией аварий, спуском и подъемом оборудования при раздельной эксплуатации и закачке.

Скважино-операцией ремонтных работ по повышению нефтеотдачи пластов является комплекс работ в скважине по введению в пласт агентов, инициирующих протекание в недрах пласта физических, химических или

биологических процессов, направленных на повышение коэффициента конечного нефтевытеснения на данном участке залежи.

Единицей ремонтных работ перечисленных направлений (ремонт, скважина-операция) является комплекс подготовительных, основных и заключительных работ, проведенных бригадами текущего, капитального ремонта скважин или звеном по интенсификации, от передачи им скважины заказчиком до окончания работ, предусмотренных планом и принимаемых по акту.

Если после окончания работ скважина не отработала 48 часов гарантированного срока или не вышла на установленный режим в связи с некачественным проведением работ запланированного комплекса по вине бригады КРС или звена по интенсификации, то независимо от того, какая бригада будет осуществлять дополнительные работы на скважине, считать их продолжением выполненных работ без оформления на них второго ремонта или скважино-операции.

КРС обладает большой напряженностью, сложностью, требует использования разнофункциональной техники, оборудования и инструмента.

К категории КРС относятся:

- ремонтно-изоляционные работы;
- работы по устранению негерметичности эксплуатационной колонны;
- устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации или ремонта;
- переход на другие горизонты и приобщение пластов;
- комплекс подземных работ, связанных с бурением, в т.ч. забуривание боковых стволов;

- все виды воздействия на ПЗП с целью увеличения притока нефти;
- исследования и перевод скважин по другому назначению.

Работа бригад КРС (капитального ремонта скважин) планируется ежемесячно с составлением плана-графика движения бригад.

Все скважины, включаемые в план-график капитального ремонта, рассматриваются геологической службой нефтегазодобывающего управления, геологами ЦДНГ и ведущим геологом ЦКРС на основании предоставленных заказов на производство КРС. В заказе, составленном старшим геологом ЦДНГ, должна быть отражена геолого-техническая характеристика скважины и, дополнительно:

- категория скважины;
- газовый фактор скважины;
- пластовые давления и дата их замера (замер должен производиться не реже 1 раза в 3 месяца);
- информация о ранее проведенных геофизических и гидродинамических исследованиях.

Капитальный ремонт скважин производится под руководством мастера бригады КРС в соответствии с планом, составленным ЦКРС и утвержденным главным инженером и заместителем начальника по геологии НГДУ. При выполнении КРС бригадой УПНПиКРС (УКРСиПНП) план работ согласовывают главный инженер и главный геолог НГДУ, утверждают главный инженер и главный геолог УПНПиКРС (УКРСиПНП). В плане работ обязательно должно быть отражено:

- наличие резервного объема задавочной жидкости соответствующего удельного веса до окончания ремонтных работ исходя из категории по опасности НГП, конкретных геологических и других условий;
- вид противовыбросового оборудования;
- категория скважины;
- газовый фактор скважины;
- информация о ранее проведенных исследованиях;
- наличие подземного оборудования;
- цель ремонта, порядок проведения работ и ответственные за их выполнение.

Обязанности бригады КРС

Совместно с представителем ЦДНГ составить акт приема скважины в КРС.

В процессе подготовки к ремонту и заключительных работ после ремонта обеспечить соблюдение требований действующих нормативных документов, инструкций, стандартов Общества, правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Мастер ТРС организует завоз НКТ и вывоз высвободившихся НКТ, штанг с куста на трубную базу. При невозможности вывоза НКТ, штанг непосредственно после ремонта скважины складировать их на выкладках на расстоянии 30 м от скважины.

Сдать скважину в эксплуатацию в течение 3-х суток после окончания ремонта с оформлением акта сдачи скважины из ремонта.

Бригада КРС несет материальную ответственность за:

- несоблюдение технологии ремонта;
- аварии и простои по вине бригады;
- несоблюдение правил охраны труда и техники безопасности;
- допущение розливов нефти и загрязнения окружающей среды;
- несохранность оборудования нефтепромысла, оборудования и инструмента, закрепленного за бригадой;
- неправильное и несвоевременное ведение необходимой документации, достоверность оперативной информации.

10.4.1. Классификатор капитальных ремонтов скважин

Таблица 2

Шифр ремонта	Вид ремонта
КР1	Ремонтно-изоляционные работы
КР1-1.0	Отключение обводненных интервалов цементом
КР1-1.1	Отключение обводненных интервалов полимерами
КР1-2.0	Отключение отдельных пластов цементом
КР1-2.1	Отключение отдельных пластов полимерами
КР1-3.0	Исправление негерметичности цементного кольца цементом
КР1-3.1	Исправление негерметичности цементного кольца полимерами

Шифр ремонта	Вид ремонта
КР1-4.0	Наращивание цементного кольца
КР2	Устранение негерметичности эксплуатационной колонны
КР2-1.0	Устранение негерметичности тампонированием
КР2-2.0	Установка пластыря
КР2-3.0	Устранение негерметичности спуском дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра
КР2-4.0	Устранение негерметичности частичной сменой эксплуатационной колонны
КР3	Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации или ремонта
КР3-1.1	Извлечение ЭЦН после аварии
КР3-1.2	Извлечение ШГН после аварии
КР3-1.3	Извлечение НКТ после аварии
КР3-1.4	Извлечение ШВН после аварии
КР3-1.5	Извлечение пакера, прихваченного в колонне
КР3-2.0	Спуск эксплуатационной колонной и райбирование
КР3-3.0	Очистка забоя и ствола скважины от посторонних предметов
КР3-4.1	Извлечение прихваченного ЭЦН при отсутствии циркуляции
КР3-4.2	Извлечение прихваченного ШГН при отсутствии циркуляции
КР3-4.3	Извлечение прихваченного НКТ при отсутствии циркуляции
КР3-4.4	Извлечение прихваченного ШВН при отсутствии циркуляции
КР3-5.0	Устранение аварий, допущенных в процессе ремонта скважин
КР4	Переход на другие горизонты и приобщение пластов
КР4-1.0	Переход на нижележащие горизонты тампонированием
КР4-1.1	Переход на нижележащие горизонты установкой пластыря
КР4-1.2	Переход на вышележащие горизонты тампонированием
КР4-1.3	Переход на вышележащие горизонты установкой взрывпакера, пакер-пробки
КР5	Внедрение (извлечение) пакера-отсекателя, установка ОРЗ, ОРЗ
КР6	Комплекс подземных работ, связанных с бурением
КР6-1.1	Зарезка нового ствола в целях ликвидации аварии, возникшей в процессе эксплуатации
КР6-1.2	Зарезка нового ствола для вскрытия дополнительных продуктивных мощностей из ствола низкопродуктивных и обводненных эксплуатационных скважин
КР6-1.3	Зарезка нового ствола в целях вывода скважины из бездействующего фонда (вскрытие участков с остаточными запасами – целики, экранированные зоны и т.д.)
КР6-3.0	Фрезерование башмака, углубление скважины
КР6-5.0	Прочие работы
КР7	Обработка призабойной зоны
КР7-1.0	СКО (ГКО)
КР7-2.0	ГРП
КР7-3.0	ГПП
КР7-4.0	Виброобработка
КР7-5.0	Термообработка
КР7-6.0	Промывка растворителями

Шифр ремонта	Вид ремонта
КР7-7.0	ПАВ
КР7-8.0	ТГХВ
КР7-9.0	Прочие виды обработок
КР7-11	Дополнительная перфорация (торпедирование)
КР7-12	Дополнительная перфорация на насосно-компрессорных трубах.
КР8	Исследование скважин
КР8-1.0	Исследование насыщения и выработки пластов
КР8-2.0	ОТСЭК, обследование скважины
КР8-3.0	Проведение геофизических исследований в горизонтальных скважинах
КР9	Перевод скважин на использование по другому назначению
КР9-1.0	Освоение под нагнетание
КР9-3.0	Перевод в наблюдательные (пьезометрические)
КР11	Консервация (расконсервация)
КР11-1.0	Консервация скважин
КР11-2.0	Расконсервация скважин
КР12	Ликвидация скважин
КР12-0.0	Ликвидация скважин
КР12-1.0	Возврат из ликвидации
КР13	Прочие виды работ
КР13-1.1	Восстановление циркуляции на скважине оборудованной ЭЦН
КР13-1.2	Восстановление циркуляции на скважине оборудованной ШГН
КР13-1.3	Восстановление циркуляции в НКТ
КР13-1.4	Восстановление циркуляции на скважине оборудованной ШВН
КР13-2.1	Ревизия или замена колонной головки
КР13-2.2	Ревизия или замена фонтанной арматуры
КР13-3.0	Промывка забоя водозаборных или артезианских скважин
КР13-4.0	Прочие.
КР14	Освоение вновь пробуренных скважин
КР14-1.0	Освоение с проведением СКО (ГКО)
КР14-2.0	Освоение с проведением ГРП
КР14-3.0	Освоение с проведением ГПП
КР14-4.0	Освоение с проведением виброобработки
КР14-6.0	Освоение с проведением промывки ПЗП растворителями
КР14-7.0	Освоение с проведением обработки ПЗП ПАВ
КР14-8.0	Освоение с проведением ТГХВ
КР14-9.0	Освоение с проведением прочих видов обработок
КР14-11	Освоение с проведением перфорации (дополнительной перфорации, торпедирования)
Операции капитального ремонта скважин	
ОКР6-1.1	Подготовка скважины к забуриванию бокового ствола без вырезания «окна» в эксплуатационной колонне

Шифр ремонта	Вид ремонта
ОКР6-1.2	Подготовка скважины к забуливанию бокового ствола с вырезанием «окна» в эксплуатационной колонне
ОКР6-1.3	Освоение скважины после забуливанию бокового ствола
ОКР7-2.0	Проведение ГРП
ОКР7-3.0	Проведение ГПП

10.4.2. Классификатор капитальных ремонтов скважин, выполняемых бригадами Сургутского УПНПиКРС с использованием установок «Непрерывная труба»

Таблица 3

Шифр ремонта	Вид ремонта
КР1 НТ	Ремонтно-изоляционные работы
КР1-1.0НТ	Изоляция пласта цементом
КР1-1.0НТ А	Изоляция пласта цементом (с зенитным углом 60 и более градусов)
КР1-1.1НТ	Отключение обводненных интервалов полимерами
КР1-1.1НТ А	Отключение обводненных интервалов полимерами (с зенитным углом 60 и более градусов)
КР1-3.0НТ	Исправление негерметичности цементного кольца цементом
КР1-3.0НТ А	Исправление негерметичности цементного кольца цементом (с зенитным углом 60 и более градусов)
КР1-3.10НТ	Исправление негерметичности цементного кольца полимерами
КР2 НТ	Устранение негерметичности эксплуатационной колонны
КР2-1.0 НТ	Устранение негерметичности тампонированием
КР3 НТ	Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации или ремонта
КР3-3.0НТ	Очистка НКТ от посторонних предметов, ловильные работы в НКТ
КР4 НТ	Переход на другие горизонты и приобщение пластов
КР4-1.0 НТ	Переход на нижележащие горизонты тампонированием
КР4-1.2 НТ	Переход на вышележащие горизонты тампонированием
КР4-2 НТ	Приобщение пластов
КР7 НТ	Обработка призабойной зоны
КР7-1.0НТ	Проведение СКО (ГКО): (СКО (ГКО) + ПАВ) в нефтяных и нагнетательных скважинах
КР7-1.0НТ А	Проведение СКО (ГКО): (СКО (ГКО) + ПАВ) в нефтяных и нагнетательных скважинах (с зенитным углом 60 и более градусов)
КР7-6.0 НТ	Обработка призабойной зоны пласта растворителями
КР7-7.0 НТ	Обработка призабойной зоны пласта ПАВ
КР7-9.0 НТ	Освоение скважин пенными системами
КР7-9.0 НТ А	Освоение скважин пенными системами (с зенитным углом 60 и более градусов)
КР7-10 НТ	Выравнивание профиля приемистости нагнетательной скважины

Шифр ремонта	Вид ремонта
КР7-11 НТ	Дополнительная перфорация
КР7-11 НТ А	Дополнительная перфорация в скважинах (с зенитным углом 60 и более градусов)
КР8 НТ	Исследование скважин
КР8-1.1 НТ	ОТСЭК, определение характера притока в добывающих скважинах
КР8-1.2 НТ	ОТСЭК, определение приемистости в нагнетательных скважинах
КР8-2.ОНТ	Обследование скважин печатью
КР8-3.ОНТ А	Проведение геофизических исследований в скважинах с зенитным углом 60 и более градусов
КР8-3.1НТ А	Проведение геофизических исследований в горизонтальных скважинах с зенитным углом 60 и более градусов (фонтанирующая скважина)
КР12 НТ	Ликвидация скважин
КР12-0.ОНТ	Ликвидация скважин
КР12-1.ОНТ	Возврат из ликвидации
КР13 НТ	Прочие виды работ
КР13-1.ОНТ	Восстановление циркуляции (ПГП)
КР13-1.1НТ А	Очистка лифта НКТ в скважинах, оборудованных УЗЦН от асфальтопарафиновых отложений горячей промывкой
КР13-1.3НТ	Восстановление циркуляции в НКТ
КР13-4.ОНТ	Промывка забоя скважины
КР13-4.ОНТ А	Промывка забоя скважины (с зенитным углом 60 и более градусов)

10.5. ОСНОВНЫЕ ОПЕРАЦИИ, ПРОВОДИМЫЕ ПРИ ТЕКУЩЕМ И КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

10.5.1. Спуск-подъем ГНО

Спуско-подъемные операции (СПО) – это циклически повторяющиеся операции, которые выполняются в продолжение всего периода проведения ремонта скважины в большом объеме. В отличие от подготовительно-заключительных работ и их элементов, выполняющихся при каждом ремонте однократно, спуск и подъем труб и насосных штанг повторяются многократно и являются основными процессами при ремонте скважин.

Свинчивание и развинчивание труб при СПО производится с помощью механизированного (гидравлического) ключа, насосных штанг вручную или с применением механизированного штангового ключа. Удержание спущенных труб в скважину при СПО происходит с помощью гидравлического спайдера, установленного на устье скважины, насосных штанг с помощью штангового элеватора, также установленного на устье скважины.

Ремонт скважин, оборудованных ШГН

Текущий ремонт штанговых насосных скважин включает в себя: подъем и спуск насосных штанг или труб; ликвидацию обрыва и отвинчивания штанг; ревизию и замену клапанов, посадочного конуса или его гнезда;

замену насосов; расхаживание плунжера, который заклинило в цилиндре насоса.

Для замены трубного (невставного) насоса осуществляется поочередный подъем и спуск штанг и труб. Вставной насос извлекается на штангах без извлечения колонны НКТ.

Колонну НКТ следует поднимать только в случаях:

- негерметичности подъемного лифта;
- длительной наработки НКТ;
- смены типоразмера насоса;
- наличия АСПО;
- наличия механического износа муфт или тела штанг;
- внедрения или извлечения дополнительного оборудования;
- проведения на скважине капитального ремонта либо исследовательских работ.

Все работы на скважинах, оборудованных ШГН, ведутся согласно «Технологическому регламенту на производство работ по ремонту и эксплуатации скважин, оборудованных установками ШГН, на месторождениях открытого акционерного общества «Сургутнефтегаз».

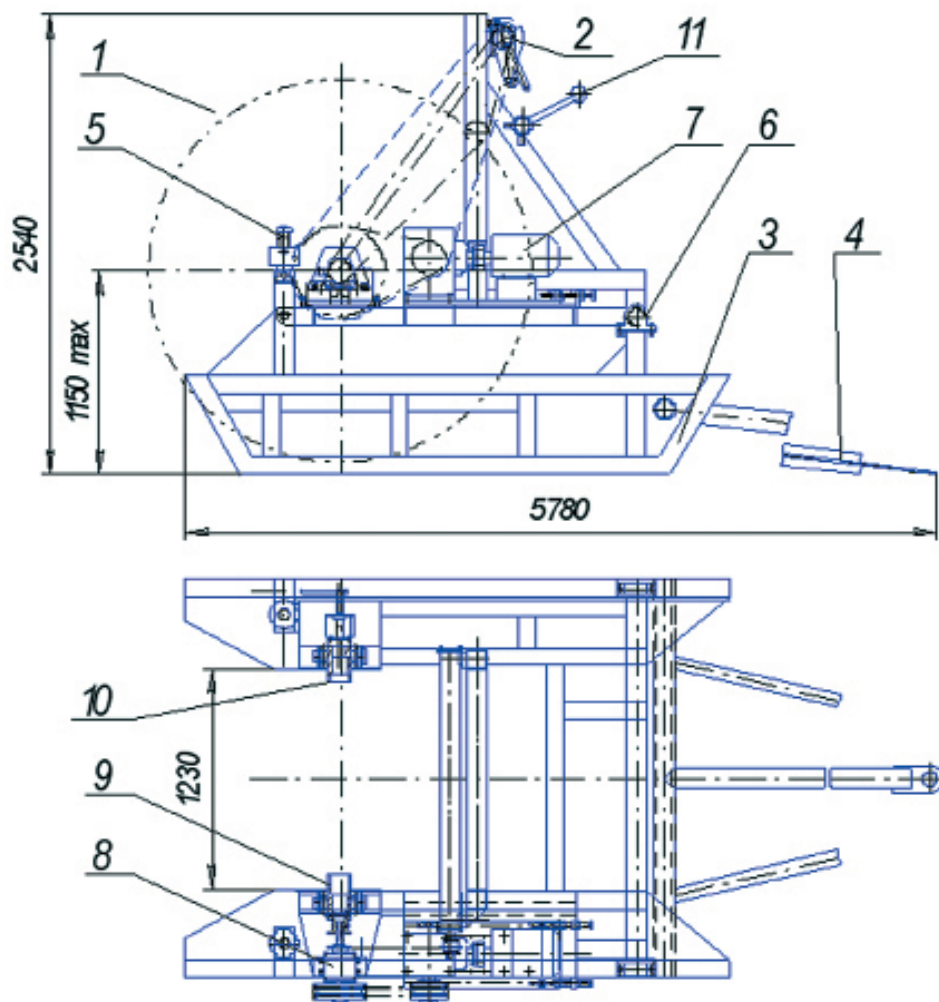
Ремонт скважин, оборудованных ЭЦН

Текущий ремонт скважин, оборудованных установками ЭЦН, заключается в извлечении электронасоса, его промывке и ревизии. В случае установления причины и характера неполадок по согласованию ЦБПО ЭПУ и НГДУ принимается решение о замене установки ЭЦН.

Спуск, подъем НКТ с ЭЦН отличается от обычного спуска труб при ремонте скважин одновременным спуском с НКТ электрического кабеля, который крепится к трубам при помощи металлических хомутов (поясов). На скважинах, где были зафиксированы механические повреждения электрокабеля (КРБК или КРБП) при спуско-подъемных операциях, по согласованию с технологической и геологической службой НГДУ принимаются специальные протекторы (кожухи защиты кабеля). Скорость спуска УЭЦН регламентирована и, в основном, не должна превышать 0,25 м/с. При прохождении участков в эксплуатационной колонне с большим набором кривизны скорость спуска УЭЦН должна быть уменьшена до 0,1 м/с.

Кабель разматывается при спуске с барабана автоматывателя кабеля (УРКТ-2М, УНРК-2000) и, наоборот, при подъеме наматывается на барабан автоматывателя кабеля. В зимнее время в период сильных морозов, при температуре воздуха ниже минус 30 °С, при спуске установки ЭЦН в скважину на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» используются различные конструкции чехлов для автоматывателя (барабана с электрическим кабелем) и нагреватель воздуха УМН-200Ш. При необходимости на барабан с кабелем монтируется специальный чехол, который обвязывается через рукав по воздуховоду с нагревателем воздуха. Горячим воздухом барабан с кабелем нагревается, нагретый кабель с подвеской НКТ и УЭЦН спускается в скважину.

При спуске электрокабеля в скважину через каждые 300–400 метров спуска контролируется состояние сопротивления изоляции кабеля.

**Рис. 4.**

- 1 – барабан кабельный, 2 – кабелеукладчик, 3 – сани, 4 – дышло, 5 – механизм подъема, 6 – ось качания подвижной рамы кабеленаматывателя, 7 – привод, 8 – пиноль приводная, 9 – втулка приводная, 10 – втулка распорная, 11 – регулятор натяжения кабеля

Все работы на скважинах, оборудованных ЭЦН, ведутся согласно «Технологическому регламенту на производство работ по ремонту и эксплуатации скважин, оборудованных установками ЭЦН, на месторождениях открытого акционерного общества «Сургутнефтегаз».

10.5.2. Шаблонирование ствола скважины

Шаблонирование эксплуатационной колонны при подземном ремонте скважин проводится для обследования технического состояния эксплуатационной колонны на смятие. В процессе проведения традиционного капи-

тального ремонта скважин шаблонирование эксплуатационной колонны обязательно. При текущем ремонте скважин шаблонирование производится перед геофизическим исследованием скважины и спуском пакера. Также шаблонирование может производиться при ремонте скважин, оборудованных установками ШГН и ЭЦН.

При ремонте скважин, оборудованных УШГН, перед спуском ГНО шаблонирование производится в случае необходимости, по согласованию с заместителем главного инженера НГДУ по технологии (заместителем начальника управления).

При ремонте скважин, оборудованных УЭЦН, шаблонирование эксплуатационной колонны перед спуском ГНО обязательно производится:

- в скважинах, выходящих из бурения или из капитального ремонта, связанного с ремонтом эксплуатационной колонны;
- при переводе скважины на эксплуатацию с помощью ЭЦН (с другого способа эксплуатации);
- при вводе скважины в эксплуатацию с помощью ЭЦН из других категорий фонда скважин;
- при смене ЭЦН на типоразмер большего диаметра;
- при увеличении глубины спуска ЭЦН;
- в случаях обнаружения механического повреждения кабеля и затяжках при подъеме предыдущего отказавшего оборудования.

Глубина спуска шаблона должна быть ниже места размещения УЭЦН не менее чем на 50 метров.

Длина шаблона должна быть не меньше длины установки ЭЦН, но не менее 16 метров.

Диаметр шаблона определяется размерами эксплуатационной колонны и установки (табл. 4).

Таблица 4

Диаметры шаблона

Шифр УЭЦН	Максимальный диаметр УЭЦН, мм	Минимальный внутренний диаметр эксплуат. колонны, мм	Диаметр шаблона, мм
УЭЦН-5	118	121,7	120*
УЭЦН-5 А	124	130	127
УЭЦН-6	137	144,3	140
УЭЦН-6А	140,5	148,3	144
Импортные установки			
«Центрифт»	123,5	127	124
«ОДИ»	121,6	127	124

Примечание.

В случае непрохождения шаблона диаметром 120 мм скважина шаблонировается шаблоном диаметром 117 мм. При этом установка ЭЦН комплектуется погружным электродвигателем габаритом 103 мм после согласования с главным технологом (начальником ПТО) НГДУ.

В случаях непрохождения шаблона либо при затяжках производится райбирование эксплуатационной колонны с последующим шаблонированием.

10.5.3. Внедрение отсекаателей пласта

Отсекатель пласта предназначен для перекрытия призабойной зоны пласта и обеспечения возможности ремонта скважины без глушения, а также для предотвращения вредного воздействия жидкости глушения на призабойную зону скважины. Отсекатели пласта различаются способами работы их рабочего органа (клапана-отсекателя), а также способами посадки пакера: существуют гидравлические, механические, гидромеханические способы.

В настоящее время в ОАО «Сургутнефтегаз» в основном используют отсекатели пласта фирмы «Гайберсон». В комплект отсекаателя пласта входят: пакер, ствол соединительной муфты, посадочная мандрель, клапан-отсекатель (КО). По конструкции и принципу действия пакер является механическим. Для скважин с большой глубиной и при необходимости спуска отсекаателя пласта на глубину более 1 800 м применяется механический пакер, модифицированный для посадки гидравлическим инструментом. Конструкция узла клапана-отсекателя позволяет извлекать и устанавливать его «канатным» методом или с помощью установок «Непрерывная труба». Клапан-отсекатель в закрытом положении позволяет удерживать перепад давления под и над пакером, обеспечивая тем самым возможность проведения ремонтных работ без глушения. Конструкция КО позволяет производить регулировку и зарядку клапана на определенное расчетное давление. Величина давления зарядки может быть установлена в пределах 20–60 кг/см³. КО срабатывает на открытие в том случае, если давление над пакером меньше давления под пакером на величину давления зарядки клапана-отсекателя. КО срабатывает на закрытие при движении жидкости через него в сторону пласта.

Скважины, предпочтительные для внедрения отсекаателей пласта:

- скважины I категории опасности возникновения НГВП и ОФ;
- скважины с аномально высокой приемистостью;
- скважины, имеющие в разрезе два и более продуктивных пласта (особенно если один из них – поглощающий);
- скважины с аномально высоким пластовым давлением;
- скважины с низкими коллекторскими свойствами продуктивных горизонтов (юрские и ачимовские отложения);
- скважины с боковым стволом (боковыми стволами).

Скважины для внедрения отсекаателей пласта должны иметь зумпф не менее 10 метров. Содержание механических примесей в скважинах не должно превышать 300 мг/л.

Выбор места установки отсекаателя пласта зависит от цели установки и способа эксплуатации скважины. В общем случае в скважинах, оборудованных УЭЦН (УЭДН), отсекаатель пласта устанавливается на 50–100 м ниже глубины установки насоса; в скважинах, оборудованных ШГН (ШВН) – 50–100 м ниже хвостовика (хвостовик – не более 200 м). В скважинах с высоким газовым фактором, высоким пластовым давлением, с двумя и более продуктивными пластами отсекаатель устанавливается на максимально близкое расстояние к интервалу перфорации, но не менее чем на 200 м выше него (т.к. под ОП устанавливают хвостовик 100–200 м).

Ответственность за правильный подбор скважины под внедрение отсекаателя пласта и определение глубины его установки несут ведущий технолог и ведущий геолог ЦДНГ.

10.5.4. Геофизические исследования скважин

В процессе разработки месторождений важную роль играют геофизические исследования скважин (ГИС). В основном ГИС проводятся при проведении капитальных ремонтов скважин для уточнения данных о скважине и геологических параметров продуктивного пласта.



Рис. 5. Система отсекаателя пласта и противополетного устройства

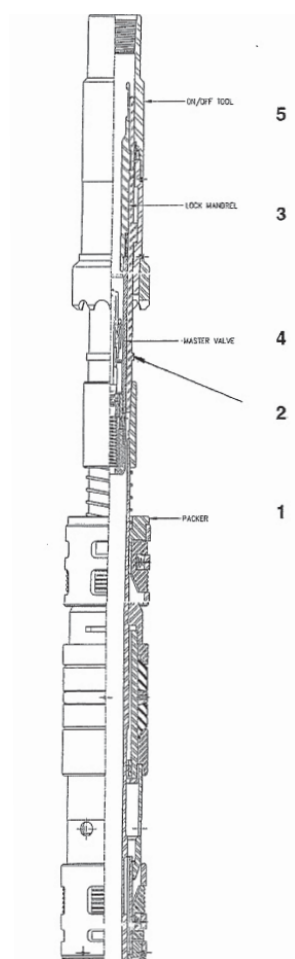


Рис. 6. Комплект отсекаателя пласта:

- 1 – пакер G-6 фирмы «Гайберсон»,
- 2 – соединительная муфта XL,
- 3 – посадочная мандрель,
- 4 – клапан-отсекатель,
- 5 – колокол (ловитель)

Методы промысловой геофизики позволяют решать несколько задач.

1. Контроль за разработкой и выработкой запасов. При этом определяют остаточную и текущую нефтегазонасыщенность продуктивных горизонтов, отслеживают процесс заводнения, выработки запасов по пласту. Это позволяет сделать выводы о положении водонефтяных и газонефтяных контактов.

2. Контроль за техническим состоянием и работой скважин проводится для определения исправности и герметичности эксплуатационных колонн, уточнения положения интервалов перфорации, текущего забоя, затрубной циркуляции и мест поступления в скважину воды и газа, а также для оценки качества цемента за колонной. Для этого применяются радиоактивные методы (ГК, НКТ); термометрия, шумометрия, расходомер, акустический цементомер (АКЦ), локатор муфт. Кроме того, для контроля за работой и состоянием добывающих и нагнетательных скважин применяются и другие приборы и методы.

3. Ликвидация аварий в процессе эксплуатации и ремонта скважин:

- ликвидация парафиновых и гидратных пробок (электропрогрев);
- определение места прихвата подземного оборудования, торпедирование или отстрел прихваченного оборудования.

4. Увеличение дебита или приемистости скважин: дополнительная перфорация, обработки ТГХВ, СГГК.

Промыслово-геофизические работы в ОАО «Сургутнефтегаз» проводит трест «Сургутнефтегеофизика», а также исследовательские партии ЦНИПР в НГДУ согласно заявкам ЦДНГ или ЦПРС (ЦКРС). Для выполнения геофизических работ Заказчик одновременно с заявкой предоставляет акт о готовности скважины к исследованиям.

Перед проведением промыслово-геофизических работ в нефтяных скважинах на скважине устанавливается емкость, достаточная для сбора нефти из камеры уплотнительного сальника. Все задвижки на скважине должны быть исправны, свободно открываться и закрываться от руки, должны быть установлены исправные манометры. Устье скважины должно быть оборудовано лубрикатором и исследовательской площадкой. Нагнетательные скважины за 12 часов до начала исследования должны быть остановлены.

В противном случае Заказчик возмещает тресту «Сургутнефтегеофизика» затраты партии в случаях простоя или аварии, которые произошли по вине Заказчика.

Для проведения геофизических исследований и прострелочно-взрывных работ в круто направленных и горизонтальных скважинах с зенитным углом 55 градусов и более применяется установка «Непрерывная труба» диаметром 38 мм, толщиной стенки 3,4 мм, длиной 3 800 м из специальной марки стали HS80tm. Внутри ГТ находится трехжильный бронированный коротажный кабель.

Установка ГТ применяется в эксплуатационных скважинах с подземным оборудованием проходным сечением:

- при геофизических исследованиях – не менее 50,3 мм;
- при прострелочно-взрывных работах – не менее 59 мм.

10.5.5. Промывка забоя скважины

Проведение капитальных ремонтов скважин после подъема подземного оборудования предусматривает промывку забоя скважины. Промывка забоя производится путем создания циркуляции промывочной жидкости по трубному пространству в затрубное пространство (прямая промывка) и, наоборот (обратная промывка), при касании инструментом забоя скважины. Поток жидкости частицы песка, механических примесей, проппанта, шлама и т.д. подхватываются с забоя, со стенок скважины и выносятся на поверхность. Сочетание «прямой» и «обратной» промывки называется комбинированной промывкой.

Суть комбинированной промывки заключается в том, что во время промывки периодически изменяется направление движения жидкости. Промывка начинается с нагнетания промывочной жидкости в промывочные трубы, т.е. размыв начинается прямой промывкой. После размыва верхней, наиболее плотной части пробки для ускорения выноса ее на дневную поверхность изменяется направление движения промывочной жидкости, т.е. производится переход на обратную промывку. После выноса размытой пачки на поверхность вновь меняется направление нагнетания жидкости с целью размыва следующей части пробки и т.д. При переходе с «прямой» промывки на «обратную» не следует длительно оставлять скважину без циркуляции, разгрузку инструмента следует производить до повышения давления в нагнетательной линии, чтобы не допустить закупорки трубного пространства. Подача промывочной жидкости в скважину осуществляется насосным агрегатом.

Для размыва пробки низ колонны труб оборудуют «пером» – патрубком с косым срезом, а при крепких пробках используют «карандашный» мунштук с отверстием диаметром 5–15 мм, создающим гидромониторный эффект. Также в состав основного оборудования для промывки скважин входят:

- вертлюг промывочный ВП (ВП-50, ВП-60 или ВП-80), предназначенный для удержания на весу колонны промывочных труб в процессе промывки и обеспечения беспрепятственного прохода промывочной жидкости, нагнетаемой насосной установкой;
- промывочный шланг для соединения насосного агрегата с промывочным вертлюгом и подачи промывочной жидкости;
- герметизатор устья, предназначенный для герметизации межтрубного пространства и создания циркуляции жидкости по замкнутому кругу;
- желобная емкость для приема и очистки промывочной жидкости от песка, шлама и т.д.

При промывке проппанта после проведения ГРП или ГПП нередко возникают ситуации, когда обычным инструментом не удастся вскрыть верх песчаной пробки и промыть скважину, в этих случаях компоновку низа колонны оборудуют долотом или фрезой. После разрушения образовавшейся корки промывку продолжают вышеперечисленными способами.

Если эксплуатационная колонна скважины имеет дефекты или разрабатываемый пласт сильно дренирован, для промывки применяются

струйные аппараты. Установка состоит из струйного насоса, концентрично расположенных труб и специального устьевого оборудования: промывочного шланга, вертлюга, приспособления для долива воды.

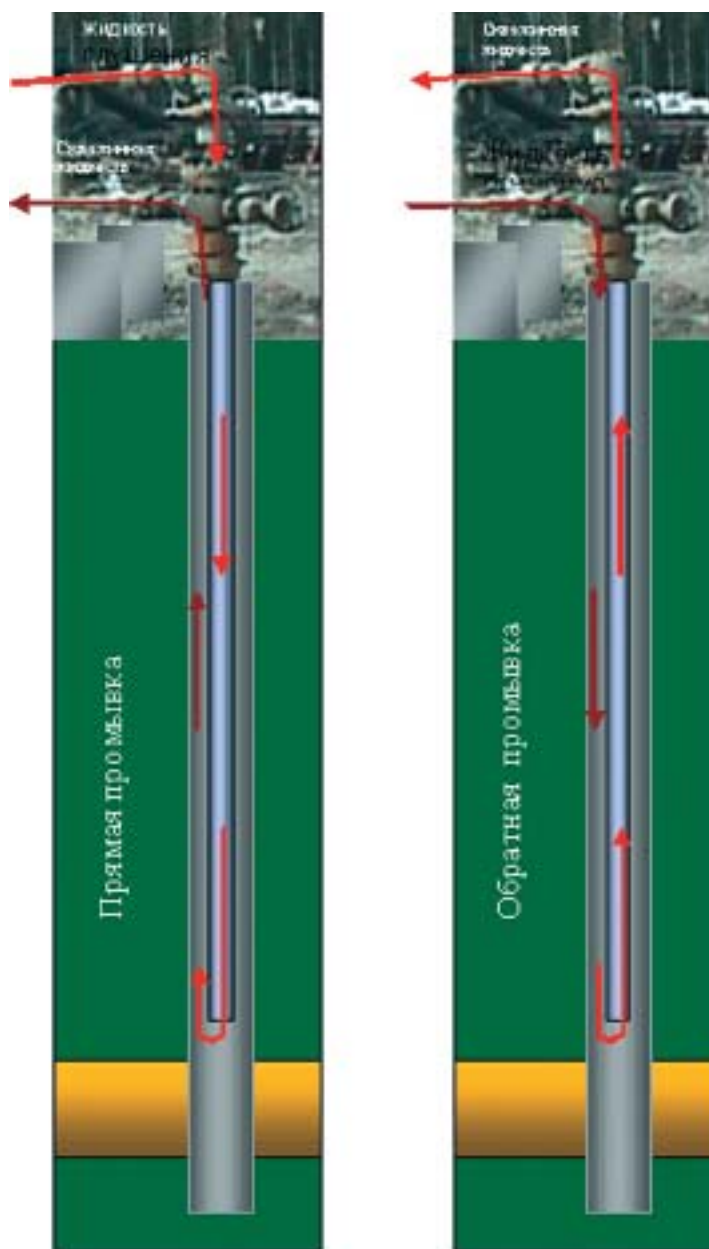


Рис. 7. Промывка забоя скважины

Струйный аппарат представляет собой инжектор, состоящий из диффузора, сопла и размывочной головки, над которой имеется механический клапан. При упоре размывочной головки в забой механический клапан открывается и жидкость подается через кольцевое пространство к размывочной головке. Вода и размытый шлам устремляются на поверхность по внутренней трубе. Если пробка промыта, то механический клапан закрывается и вода не поступает.

В скважинах с небольшим столбом жидкости и при наличии на забое рыхлых (неуплотненных) пробок применяется промывка азрированной жидкостью, пенами и сжатым воздухом. В качестве рабочего агента применяются азрированная жидкость, пены, сжатый воздух. Преимущества этого способа заключаются в значительном уменьшении или полном исключении поглощения промывочной жидкости пластом, в ускорении ввода скважин в эксплуатацию после промывки.

Для размыва пробки азрированной жидкостью в скважину спускаются промывочные трубы, нижней конец которых устанавливается на 10–15 м выше уровня пробки. На линиях подачи воздуха и воды в азратор устанавливаются обратные клапаны. Вода с добавлением ПАВ при помощи насосного агрегата нагнетается в азратор, туда же одновременно подается воздух. Контроль и регулирование процесса промывки осуществляются посредством вентиля, расходомера, манометра и отвода, служащего для уменьшения давления до атмосферного на линии нагнетания при наращивании промывочных труб. Шлам от размытой пробки выносится на поверхность по кольцевому пространству между эксплуатационной колонной и колонной промывочных труб. При промывке скважины пенами применяется такое же оборудование, как и при промывке азрированной жидкостью, а также, как правило, двух- или трехфазная пены.

10.5.6. Обработки призабойной зоны продуктивного пласта (ОПЗ)

ОПЗ проводят на всех этапах разработки нефтяного месторождения (залежи) для восстановления и повышения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП) с целью увеличения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. Выбор способа ОПЗ осуществляют на основе изучения причин низкой продуктивности скважин с учетом физико-химических свойств пород пласта-коллектора и насыщающих их флюидов, а также специальных гидродинамических и геофизических исследований по оценке фильтрационных характеристик ПЗП. ОПЗ проводят только в технически исправных скважинах при условии герметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца, подтвержденной геофизическими исследованиями. Технологию и периодичность проведения работ по воздействию на ПЗП обосновывают геологические и технологические службы нефтегазодобывающих управлений в соответствии с проектом разработки месторождения, действующими инструкциями (РД) по отдельным видам ОПЗ с учетом технико-экономической оценки их эффективности.

Проведение подготовительных работ для всех видов ОПЗ обязательно и заключается в обеспечении необходимым оборудованием и инструментом, а также в подготовке ствола скважины, забоя и фильтра к обработке. В сква-

жинах, по которым подземное оборудование не обеспечивает проведения работ по ОПЗ, например, оборудованных глубинным насосом, производят подъем подземного оборудования и спуск колонны НКТ, а также другого необходимого оборудования.

После проведения ОПЗ исследуют скважины методами установившихся и неуставившихся отборов на режимах (при депрессиях), соответствующих режимам исследования скважин перед ОПЗ.

Для очистки фильтра скважины и призабойной зоны пласта от различных загрязнений в зависимости от причин и геолого-технических условий проводят следующие технологические операции.

Кислотная обработка

Существуют следующие виды кислотных обработок:

- солянокислотная обработка (СКО) основана на способности соляной кислоты проникать вглубь пласта, растворяя карбонатные породы. В результате на значительном расстоянии от ствола скважины развивается сеть расширенных поровых каналов, что значительно увеличивает фильтрационные свойства призабойной зоны пласта и приводит к повышению продуктивности скважин. При обработке карбонатных коллекторов, содержащих соединения железа, при использовании соляной кислоты дополнительно вводят уксусную или лимонную кислоты для предупреждения осадкообразования в растворе;

- глинокислотная обработка (ГКО) наиболее эффективна в коллекторах, состоящих из песчаников с глинистым цементом, и представляет собой смесь плавиковой и соляной кислот. При взаимодействии этой смеси с породой растворяются глинистые составляющие и частично кварцевый песок. Глина утрачивает пластичность и способность к разбуханию, а ее взвесь в воде теряет свойство коллоидного раствора.

Коллекторы, содержащие осадкообразующие включения, обрабатывают уксусной или сульфаминовой кислотами. В трещинных и трещинно-поровых коллекторах для глубокой (по простиранию) обработки используют замедленно взаимодействующие с карбонатами составы на основе соляной кислоты, дисперсные системы типа эмульсий и загущенных растворов.

Объем кислотного раствора и время выдерживания его в пласте выбирают в зависимости от вида воздействия, рецептуры применяемого состава и геолого-технических условий (толщина, пористость, проницаемость, забойная температура, давление пласта).

Виброобработка

Виброобработку производят в скважинах с загрязненной ПЗП; в коллекторах, сложенных низкопроницаемыми породами, содержащими глинистые минералы; в литологически неоднородных коллекторах с воздействием на низкопроницаемые пропластки; перед химической обработкой; перед ГРП или другими методами воздействия на ПЗП. Запрещается проведение виброобработки в скважинах, расположенных вблизи водо-нефтяного контакта, при интенсивных поглощениях жидкости пластом, при низких пластовых давлениях.

Для проведения технологического процесса в обрабатываемый интервал на НКТ опускают гидравлический золотниковый вибратор типа ГВГ. При давлениях закачивания свыше 40 МПа применяют пакеры. Величину гидравлического импульса определяют в зависимости от расхода рабочей жидкости и времени перекрытия ее потока.

Термообработка

Термообработку ПЗП проводят в коллекторах с тяжелыми парафинистыми нефтями при пластовых температурах, близких к температуре кристаллизации парафина или ниже нее.

При термообработке перенос тепла в коллектор осуществляют:

- при теплопередаче по скелету породы и насыщающей жидкости от источника тепла, расположенного в скважине (метод кондуктивного прогрева);

- при принудительном теплопереносе по коллектору за счет нагнетания в пласт теплоносителя (паротепловая обработка).

Выбор метода теплообработки осуществляют в зависимости от конкретных геолого-промысловых условий:

1) метод индуктивного прогрева осуществляют с использованием глубинных электронагревателей. Температура нагрева должна быть ниже точки коксования нефти. При периодической тепловой обработке после извлечения из скважины эксплуатационного оборудования опускают на кабеле-тросе в интервал продуктивного пласта глубинный электронагреватель и осуществляют прогрев в течение 37 суток. Продолжительность пуска скважины в эксплуатацию после тепловой обработки не должна превышать 7 ч;

2) при стационарной электротепловой обработке совместно с подземным оборудованием в интервале фильтра устанавливают стационарный электронагреватель, с помощью которого осуществляют прогрев постоянно или по заданному режиму;

3) при паротепловой обработке прогрев ПЗП осуществляют насыщенным паром с помощью стационарных или передвижных парогенераторов ППГУ-4/120. Паротепловые обработки проводят в скважинах глубиной не более 1 000 м в коллекторах, содержащих нефть с вязкостью в пластовых условиях свыше 50 мПа · с. Перед проведением процесса скважину останавливают, извлекают эксплуатационное оборудование и проверяют герметичность эксплуатационной колонны. Нагнетание пара осуществляют с аким расчетом, чтобы паровая зона образовалась в радиусе от 10 до 20 м. Затем скважину герметизируют и выдерживают в течение 2–3 суток.

Циклическое воздействие путем создания управляемых депрессий на пласт с использованием струйных насосов

Сущность технологии состоит в создании знакопеременных нагрузок на пласт. Для этого в подготовленную скважину на технологических трубах спускается подземное оборудование – хвостовик, пакерное устройство, струйный насос. После установки пакера, предназначенного для отсече-

ния продуктивного горизонта от ствола скважины, насосным агрегатом прокачивается рабочая жидкость во внутреннюю полость труб. При прохождении потока рабочей жидкости через струйный насос в подпакерной зоне создается пониженное давление – депрессия, вследствие чего жидкость из подпакерной зоны поступает в затрубное пространство и вместе с отработавшей рабочей жидкостью выносится на поверхность. После прекращения подачи рабочей жидкости гидростатическое давление в подпакерной зоне восстанавливается и происходит обратный процесс перетока жидкости из затрубного пространства в подпакерную зону. В дальнейшем цикл многократно повторяется.

В результате циклического воздействия на пласт в режиме «депрессия – репрессия» в продуктивном горизонте возникают силы сдвига, направленные из пласта к скважине, что приводит к разрушению кольматированной зоны ствола скважины. В связи с неодинаковой скоростью распространения депрессионной воронки по скелету породы, пластовому флюиду и дисперсной фазе между ними возникают перепады скорости, что способствует отделению дисперсионных частиц и дальнейшему перемещению их в ствол скважины, вследствие чего происходит очищение ПЗП. Особенностью технологии является то, что она позволяет создавать заданную депрессию на пласт и при необходимости управляет ее величиной и продолжительностью, а также производить циклическое многократное воздействие на ПЗП или непрерывную откачку пластового флюида.

10.5.7. Гидравлический разрыв пластов

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – наиболее эффективный способ увеличения нефтеотдачи при разработке пластов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. ГРП радикально изменяет проницаемость в призабойных зонах и пластах путем создания макротрещин протяженностью 100 м и более, закрепляемых зернистым заполнителем. Для осуществления ГРП в скважину закачивают жидкость под таким давлением и с таким расходом, чтобы обеспечить расширение естественных трещин и создание по обе стороны ствола двух направленных в противоположные стороны искусственных трещин. Порода разрывается по плоскостям минимальной прочности, ориентация трещины определяется сложнапряженным состоянием пород и направлением их естественной трещиноватости. Эффективность трещин определяется надежностью их создания, максимальным повышением продуктивности скважины, их проводимостью и долгосрочной стабильностью.

В технологии ГРП применяют жидкости гидроразрыва пласта, жидкости-песконосители и продавочные жидкости. В большинстве случаев один тип жидкости выполняет все три функции. В качестве жидкостей разрыва используются водно-полимерные композиции, растворы ПАВ, эмульсии, пены. При осуществлении ГРП могут применяться три способа передачи гидравлической энергии на забой скважины: по НКТ, кольцевому пространству, по кольцевому пространству и НКТ одновременно. Заполняют образованные при ГРП трещины расклинивающим материалом – проппантом. Закачивае-

мый в трещины проппант может располагаться в них как толстым слоем, превышающим диаметр зерен, так и слоем в одно зерно. При создании трещин в породах, обладающих малой прочностью, более надежным является закрепление толстым слоем проппанта. Наличие тонкого слоя проппанта может привести к смыканию трещин за счет вдавливания зерен в стенки трещины. Выбор размера частиц расклинивающего материала не должен быть случайным, чтобы обеспечить после проведения гидроразрыва высокую проницаемость призабойной зоны.

Подготовка скважины к ГРП включает в себя подготовительные работы в скважине, на которой планируется проведение операции, и подготовку территории кустовой (прискважинной) площадки для размещения агрегатов комплекса ГРП и технологических емкостей в зависимости от типа ГРП.

Подготовительные работы к проведению ГРП включают в себя:

- глушение скважины. Работы по глушению скважин должны проводиться в соответствии с действующей инструкцией на глушение скважин ОАО «Сургутнефтегаз», с использованием жидкостей, не ухудшающих состояние призабойной зоны пласта и облегчающих в последующем освоение скважины, или других составов, предусмотренных в руководящих документах для данного пласта;
- монтаж подъемного агрегата и расстановку бригадного оборудования;
- подъем подземного оборудования;
- промывку забоя скважины, шаблонировку ствола и, в случае необходимости, реперфорацию;
- проведение комплекса ГИС;
- спуск-подъем гидравлического скрепера и скреперование интервала установки пакера;
- спуск пакера на НКТ-89 мм марки прочности не ниже «Л». В отдельных случаях (ГПР в БС) допускается использование комбинированной подвески НКТ различных диаметров, с маркой прочности не менее «Л»;
- посадку пакера, опрессовку;
- оборудование устья скважины специальной арматурой, опрессовка устья;
- демонтаж подъемного агрегата.

Оборудование, используемое при проведении ГРП:

- пескосмеситель (блендер) – 1–2 ед.;
- насосные агрегаты – 4–7 ед.;
- блок манифольдов – 1–2 ед.;
- комплект НКТ – 1 ед.;
- песковоз – 1–5 ед.;
- машина химических добавок – 1–2 ед.;
- станция управления – 1 ед.;
- передвижные емкости объемом 40–50 м³ – 2–8 шт.;
- кислотный агрегат АККП500 или аналог – 1 ед.;
- вспомогательная спецтехника (ЦА-320, ППУ, АДП, АЦ, К-700 и др.).

Непосредственно операция по ГРП включает в себя:

- проведение «мини-фрак» (при необходимости) и корректировка на его основе расчета ГРП;
- последовательную закачку оторочек композиций химреагентов и технологической жидкости в объемах и на режимах, предусмотренных расчетом ГРП;
- закачку технологической жидкости – песконосителя – с постепенным увеличением концентрации проппанта в соответствии с утвержденным расчетом проведения разрыва;
- нагнетание оторочки продавочной жидкостью в объеме, обеспечивающей закачку геля с проппантом в пласт.

После проведения ГРП, по окончании закачки продавочной жидкости, скважина оставляется на время, необходимое для распада геля.

Заключительные работы после проведения ГРП:

- отстой скважины в течение 24 часов для распада геля;
- отработка скважины; во избежание выноса проппанта отработка ведется через штуцер с дебитом не выше $0,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ ($12 \text{ м}^3/\text{сут}$);

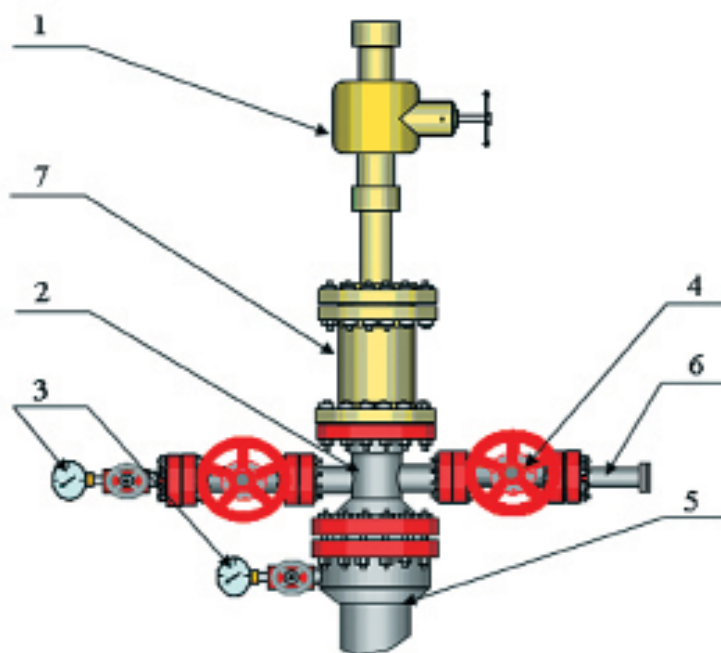


Рис. 8. Схема обвязки устья скважины при проведении гидравлического разрыва пласта (с установленной катушкой промывочной КП-4):

- 1 – устьевая запорная арматура ГРП, 2 – крестовина фонтанной арматуры, 3 – манометр с краном высокого давления, 4 – задвижка фонтанной арматуры, 5 – колонная головка (ОУС, ОКК, ОКО и т.д.), 6 – быстроразъемное соединение, 7 – катушка промывочная КП-4

- монтаж подъемного агрегата и расстановка бригадного оборудования;
- демонтаж устьевого оборудования, срыв пакера, замена объема жидкости в НКТ жидкостью глушения;
- монтаж ПВО;
- подъем пакера;
- промывка забоя скважины (в случае получения режима «СТОП» для ускорения ввода скважины в эксплуатацию промывка НКТ и подпакерной зоны проводится установкой «Непрерывная труба»);
- проведение комплекса геофизических исследований по определению технического состояния эксплуатационной колонны; профиля притока для добывающих скважин, профиля приемистости для нагнетательных скважин; проведение исследований упругих свойств пласта методом широкополосной акустики;
- спуск в скважину подземного оборудования;
- запуск оборудования в работу с представителем ЦДНГ, сдача скважины ЦДНГ;
- мероприятия по утилизации неизрасходованного (приготовленного) геля.

Таблица 5

**Перечень применяемых технологий при ГРП,
их краткое описание**

Наименование технологии	Краткое описание операций	Область применения
1. Стандартный ГРП	Нагнетание в пласт геля с увеличивающимся во времени расходом до разрыва пласта, развитие трещины при постоянном режиме нагнетания геля (2–5 м³/мин), заполнение трещины проппантом при повышении во времени его концентрации в геле (до 1 500 кг/м³) общей массой до 30 т	Продуктивные пласты толщиной до 15 м с проницаемостью более 40 мД и малой расчлененностью с экранами большой (более 10 м) толщины; фронт вытеснения не ближе половины расстояния между скважинами
2. Повторный ГРП	Применяется наиболее соответствующая объекту технология ГРП	Скважины, в которых целесообразна корректировка геометрических размеров и проводимости ранее созданных трещин
3. Объемные ГРП	Нагнетание в пласт геля с увеличивающимся во времени расходом до разрыва пласта, развитие трещины при постоянном режиме нагнетания геля (2–5 м³/мин), заполнение трещины проппантом при повышении во времени его концентрации в геле (до 1 500 кг/м³) общей массы от 30 до 60 т	Продуктивные пласты толщиной до 20 м с проницаемостью менее 40 мД и малой расчлененностью с экранами большой (более 10 м) толщины; фронт вытеснения не ближе половины расстояния между скважинами
4. Большеобъемный (массированный) ГРП	Стандартный ГРП с большим расходом проппанта (более 60 т); выполняется с предварительной дополнительной перфорацией и кислотным ОПЗ	Продуктивные пласты толщиной более 15 м с проницаемостью не более 40 мД и большой расчлененностью (толщина глинистых пропластков не более 4 м) с экранами большой (более 10 м) толщины; фронт вытеснения не ближе половины расстояния между скважинами

Наименование технологии	Краткое описание операций	Область применения
5. Многоэтапный ГРП	Последовательное проведение ГРП в пределах подготовленных интервалов пласта. Подготовкой предусматривается временная изоляция всех интервалов пласта (установка пакера, отсыпка и т.д.), кроме обрабатываемого	Продуктивные пласты большой мощности (более 20 м) с глинистыми прослоями толщиной более 4 м
6. Селективный ГРП	Стандартный ГРП с инициацией начала разрыва (дополнительная перфорация, ОПЗ, временная изоляция не обрабатываемых интервалов) и развития трещины в пределах заданного интервала пласта	Продуктивные пласты с высокой расчлененностью (глинистые прослои толщиной более 2 м) и неоднородностью ФЕС и нефтенасыщенности
7. Изоляционный (экраноустанавливающий) ГРП	Стандартный ГРП с дополнительной закачки оторочки изолирующего материала перед стадией заполнения трещины проппантом	Продуктивные пласты малой толщиной экранов (менее 3 м), отделяющих от водоносных пластов
8. Кислотный ГРП	Стандартный ГРП с дополнительной закачки оторочки концентрированной кислоты перед стадией заполнения трещины проппантом	Карбонатный коллектор
9. ГРП с технологической остановкой	Стандартный ГРП с кратко-временной остановкой подачи жидкости разрыва (геля) на стадии развития трещины перед ее заполнением проппантом	Продуктивные пласты толщиной до 20 м с проницаемостью более 40 мД и большой расчлененностью с экранами большой (более 10 м) толщины; фронт вытеснения не ближе половины расстояния между скважинами
10. TSO (Tip Screen Out) метод кольцевого экранирования	Стандартный ГРП с кратковременной остановкой подачи проппанта, вследствие чего в трещине создается «песчаная пробка». В дальнейшем режим подачи проппанта выбирается таким образом, чтобы обеспечить его намыв в трещину от «песчаной пробки» до интервала перфорации	Продуктивные пласты большой проницаемости (более 100 мД) с толщиной более 15 м с проницаемостью более 40 мД и большой расчлененностью с экранами большой (более 10 м) толщины; фронт вытеснения ближе половины расстояния между скважинами
11. ГРП с обратным потоком	Применяется для искусственного до уплотнения трещин ГРП	Пласт толщиной более 10 м и экраном менее 3 м с высокой (более 40 мД) проницаемостью
12. ГРП по технологии InversoFrac или DivertoFrac	Технология ограничения высоты развития трещины путем создания пробки проппанта в нижней или верхней части трещины	Пласт толщиной менее 10 м и экраном менее 3 м с низкой (менее 40 мД) проницаемостью
13. «Струйный» ГРП	Разрыв пласта осуществляется из каверн в ПЗП, созданных гидроперфоратором, за счет преобразования кинетической энергии струи в энергию давления торможения. Операция производится без посадки пакера при давлении в колонне скважины ниже бокового горного давления. Это дает возможность выполнения многоэтапных ГРП без нарушения структуры ранее созданных трещин. Технология позволяет выполнять многоэтапные ГРП в горизонтальных скважинах с образованием трещин вдоль и поперек ствола	Продуктивные пласты, изолированные экранами от водоносных или газонасыщенных толщ

10.5.8. Забурирование боковых стволов

В целях обеспечения вывода скважин из бездействующего фонда на завершающих стадиях разработки, а также при технической невозможности или экономической нерентабельности существующими методами ликвидировать аварию либо провести РИР производят забурирование бокового ствола. Производство работ выполняется по индивидуальному плану работ на забуривание БС из скважины, в основу которого должны быть положены технико-технологические решения проектных документов на разработку месторождения и с учетом текущего состояния структуры остаточных запасов нефти.

Основные этапы работ по забуриванию БС:

- выбор скважин для забуривания необходимого количества БС;
- выбор интервала вырезания «окна» в эксплуатационной колонне;
- расчет траектории БС;
- вырезание «окна» в эксплуатационной колонне;
- забуривание БС.

Технологическая последовательность операций при забуривании БС скважины обычно следующая:

- шаблонирование и выбор интервала в колонне для вырезки «окна»;
- установка цементного моста (опоры);
- очистка скребком внутренней поверхности обсадной колонны под якорь в интервале установки клина-отклонителя;
- спуск и крепление клина-отклонителя в обсадной колонне;
- спуск райбера и вырезка «окна» в колонне (выбор глубины вырезки «окна» в колонне производится с учетом конструкции скважины, характера залегающих пород, технического состояния колонны и т.д.);
- забуривание бокового ствола скважины с набором заданной по проекту кривизны;
- проведение комплекса геофизических работ (при необходимости);
- проработка второго ствола (расширение) перед спуском обсадной колонны-хвостовика;
- спуск, цементирование, опрессовка колонны-хвостовика в боковом стволе скважины;
- перфорация колонны-хвостовика (если планом не предусмотрен монтаж фильтра в колонне);
- освоение продуктивного пласта.

Боковые стволы на нефтяных месторождениях намечаются к забуриванию из скважин, обсаженных эксплуатационными колоннами диаметром 139, 146 и 168 мм. Для них рекомендуются трубы потайных колонн (хвостовиков) диаметрами соответственно 88,9; 101,6 и 114 мм.

Боковой ствол может быть представлен следующими вариантами конструкции эксплуатационного забоя:

- открытого типа;
- открытого типа с частичным или полным перекрытием продуктивного горизонта щелевыми фильтрами;
- открытого типа со спуском щелевых фильтров и манжетным цементированием БС;

- закрытого типа со сплошным цементированием хвостовика, включая интервал горизонтального участка.

Конструкция открытого типа предусматривает установку пакера или пакера-манжеты и манжетное цементирование. При конструкции эксплуатационного забоя закрытого типа осуществляется сплошное цементирование хвостовика в одну ступень.

Заканчивание БС предусматривает крепление пробуренного ствола хвостовиком с подвеской его в эксплуатационной колонне основного ствола на специальном клиновом устройстве с пакером. Верх хвостовика должен находиться в эксплуатационной колонне основного ствола выше зоны фрезерования не менее чем на 20 м. Для подвески и оснастки хвостовиков применяется соответствующее оборудование.

В случае открытого эксплуатационного забоя хвостовик включает в себя:

- посадочный адаптер;
- подвеску хвостовика;
- обсадные трубы;
- обратный клапан;
- второй обратный клапан;
- пакер с муфтой манжетного цементирования или пакер-манжету;
- фильтр щелевой (перфорированный);
- центраторы;
- башмак.

В случае закрытого эксплуатационного забоя конструкция хвостовика следующая:

- посадочный адаптер;
- подвесное устройство;
- обсадные трубы;
- центраторы;
- стоп-кольцо;
- обратный клапан;
- второй обратный клапан;
- перфорированный патрубок;
- башмак.

После проработки ствола скважины и сборки хвостовика вместе с посадочным устройством и разъединителем производится спуск колонны на бурильных трубах. При достижении башмаком хвостовика интервала забуривания осуществляется промежуточная промывка. При достижении требуемой глубины (забоя) осуществляются подвеска и разгрузка хвостовика в эксплуатационной колонне с помощью клинового устройства. Разгрузкой и натяжкой на вес хвостовика проверяется фиксация его клиновой подвески. Затем производится рассоединение бурильной колонны с хвостовиком путем ее вращения. Манжетный узел установочного инструмента находится внутри воронки хвостовика до окончания процесса цементирования. При необходимости эту операцию можно выполнять после окончания цементирования.

Процесс цементирования осуществляется с использованием комплектов продажных пробок, обеспечивающих качество и надежность технологи-

ческого процесса крепления и раскрытие пакерующих элементов в случае эксплуатационного забоя БС открытого типа в соответствии с инструкциями, применяемых технических средств и технологий. После окончания цементирования посадочный инструмент поднимается до выхода из манжетного узла, приводится в действие пакерующий элемент механического пакера хвостовика, скважина промывается выше верха хвостовика обратной циркуляцией, т.е. производится «срезка» цементного раствора во избежание его затвердевания, что повлечет за собой необходимость его последующего разбуривания.

Эксплуатационная колонна испытывается на герметичность опрессовкой с предварительной заменой бурового раствора технической жидкостью. Колонна считается герметичной, если в течение 30 минут давление опрессовки снизилось не более чем на 5 кг/см².

Присутствие представителя заказчика при опрессовке обязательно.

После спуска, подвески и крепления хвостовика производится разбуривание элементов его оснастки (при необходимости – разбуривание башмака). Осуществляется необходимый комплекс геофизических исследований, после чего проводится подготовка к вторичному вскрытию пласта. Вторичное вскрытие пласта производится малогабаритными перфораторами типа ПРК-42С, ПРК-54С, ПКТ-50, ПКТ-73 на «гибкой трубе» или на НКТ, жестком геофизическом кабеле. Освоение скважины (второго ствола) проводится по обычной методике.

Работы по забуриванию боковых стволов скважин могут выполняться как с буровых установок, так и с помощью передвижных подъемных агрегатов.

Грузоподъемность талевой системы зависит от глубины забуривания бокового ствола скважины и колеблется от 75 и более тонн.

Для ориентирования бокового ствола при бурении широко используются телеметрические системы зарубежного и отечественного производства.

При забуривании бокового ствола используются инструменты:

- бурильные трубы;
- НКТ;
- клин-отклонитель;
- комплект долот;
- расширитель;
- комплект райберов-фрез;
- шаблон;
- контрольно-измерительные приборы (манометры, индикаторы веса и др.);
- пробка-мост (взамен установки цементного моста).

10.5.9. Забуривание боковых стволов на депрессии

Забуривание удлинения и ответвлений БС скважин на депрессии – процесс бурения при отрицательном дифференциальном давлении в системе «скважина – пласт».

Цель забуривания удлинения и ответвлений БС скважин – интенсификация системы разработки месторождений, увеличение коэффициента извлечения нефти из продуктивных пластов. Технология забуривания удлинения и ответвлений БС скважин на депрессии и равновесии давлений в системе

«скважина – пласт» позволяет исключать или снижать влияние негативных воздействий на пласт за счет сохранения коллекторских свойств, продуктивных отложений в пристволенной зоне и осуществлять гибкий переход от несбалансированного бурения к «равновесному» и обратно.

Преимущества данного метода перед традиционной технологией:

- предотвращение загрязнения и сохранение естественной проницаемости прискважинной зоны продуктивного пласта;
- бурение в зонах АВПД.

Производство работ выполняется по индивидуальному плану на производство капитального ремонта скважины методом забуривания удлинения и ответвлений БС скважин на депрессии с применением комплекса «Непрерывная труба», а также комплексом углубления на депрессии с подъемных агрегатов Cardwell KB-210B, NOI-136, ZJ-15.

Комплекс работ по углублению на депрессии с бурильными трубами включает в себя следующие этапы:

- выполнение работ по забуриванию бокового ствола бригадой ЗБС;
- подготовительные работы, расстановка и обвязка оборудования для бурения на депрессии с оборудованием бригады УД;
- углубление бокового ствола в продуктивном пласте на депрессии;
- заключительные работы и демонтаж оборудования.

Для забуривания углублений боковых стволов на депрессии с подъемного агрегата Cardwell (NOI) используется следующее оборудование:

- блок управления комплексом «Углубление на депрессии с бурильными трубами» (операторная);
- насосно-циркуляционная система с манифольдами высокого и низкого давления;
- блок трехфазного сепаратора с насосами;
- три емкости объемом 60 м³ каждая с манифольдами и насосной группой;
- азотная установка;
- дроссельный манифольд высокого давления;
- противовыбросовое оборудование (ПВО);
- азотно-гидроаккумуляторная система для аварийной работы ПВО;
- гидравлическая станция управления ПВО;
- газовый манифольд со свечой рассеивания;
- водоподогреватель (в условиях низких температур);
- подогреватели воздуха.

10.5.10. Ремонтно-изоляционные работы

При проведении капитального ремонта скважин производятся следующие виды ремонтно-изоляционных работ:

- ликвидация заколонных перетоков флюидов в интервал перфорации из ниже или вышележащих пластов;
- изоляция (отключение) обводненных перфорированных пластов (в том числе при переходе вниз или вверх);
- изоляция водоперетоков в перфорированном интервале продуктивного пласта (нагнетаемые и контурные воды);

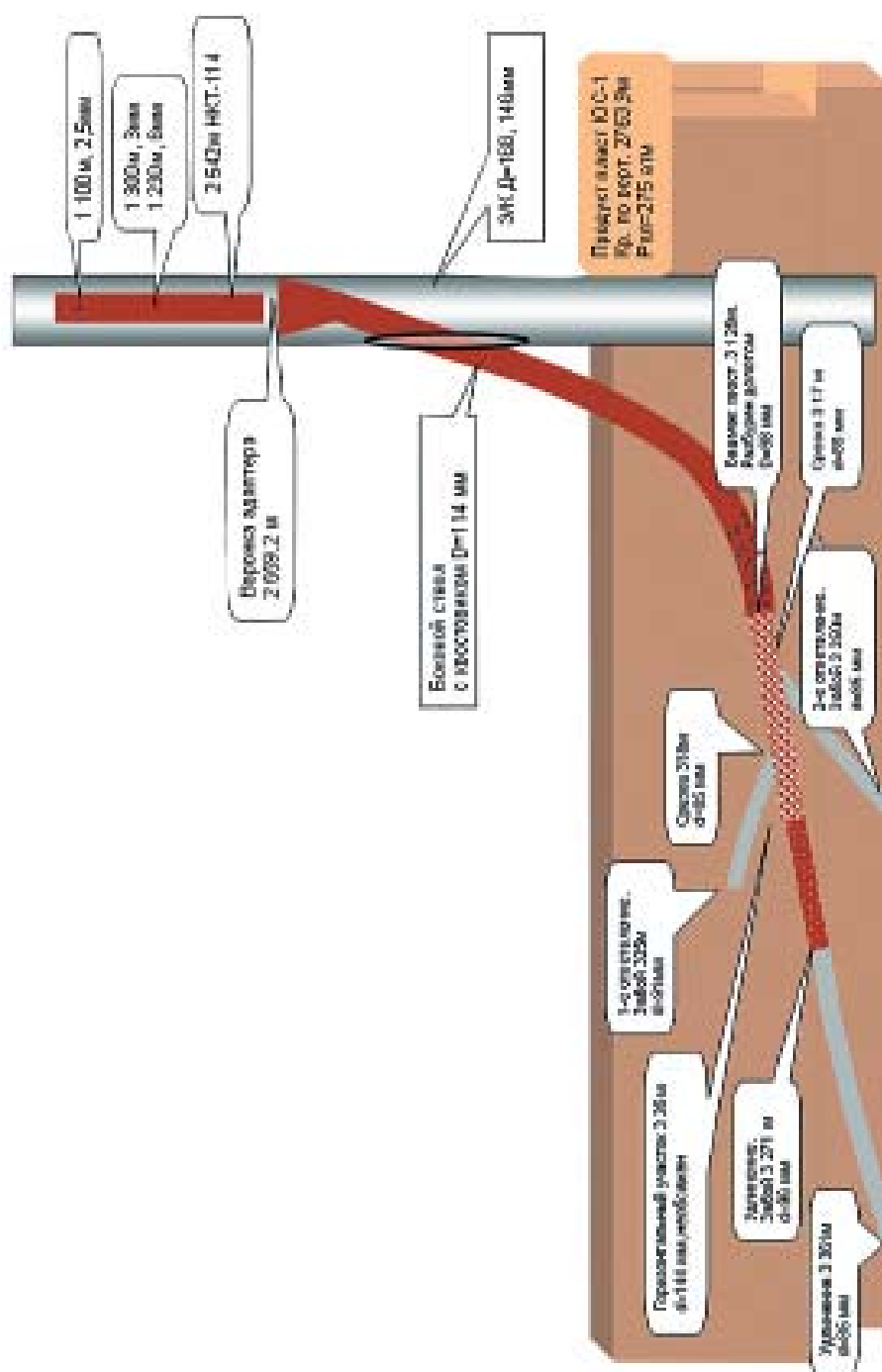


Рис. 9. Бурение на депрессии или равновесии с установкой «Гибкая труба»

- наращивание цементного кольца за обсадной колонной;
- изоляция сквозных дефектов в эксплуатационных колоннах;
- ликвидация заколонных перетоков газа.

Независимо от целей РИР в первую очередь выясняется техническое состояние обсадной колонны и определяется глубина фактического забоя.

Тампонирующее под давлением является основным методом ликвидации негерметичности обсадных колонн и заколонного пространства. Метод заключается в выполнении вспомогательных операций по установке разделительных тампонажных мостов, наращиванию цементного стакана, насыпке песчаных пробок, намыву наполнителей. Технологические схемы проведения тампонажных работ и тампонажные материалы выбираются в зависимости от целей РИР, геолого-технических и гидротермальных условий в изолируемой зоне.

Тампонирующее под давлением через обсадную колонну применяется при изоляции дефектов обсадных колонн и наращивании цементного кольца за ними. После закачивания объема продавочной жидкости и последующей заливки тампонажной смеси производится ее задавливание в изолируемую зону при давлении, не превышающем значения, регламентированного для опрессовки колонны. Скважина оставляется в покое на период ОЗЦ под достигнутым давлением.

Тампонирующее под давлением через НКТ и обсадную колонну применяется для ускорения процесса доставки тампонажной смеси к изолируемой зоне. Нижний конец труб устанавливается над зоной ввода на расстоянии, вмещающем расчетный объем тампонажной смеси. Посредством закачивания промывочной жидкости в трубы восстанавливается циркуляция. При открытом выкиде из затрубного пространства закачивается тампонажная смесь и продавливается в скважину. Когда тампонажная смесь достигает нижнего конца труб, выкид из затрубного пространства закрывается и продолжается продавливание до выхода всей смеси из труб. При обратной промывке производится контрольный вымыв тампонажной смеси для гарантии ее отсутствия в кольцевом пространстве труб. Тампонажная смесь задавливается в пласт до тех пор, пока не будет достигнуто требуемое давление. Скважина оставляется в покое на период ОЗЦ.

Тампонирующее под давлением с применением пакера применяется для защиты обсадных колонн при давлении нагнетания, значение которого превышает допустимое для опрессовки, для защиты продуктивных пластов от загрязнения при нагнетании тампонажной смеси в изолируемый интервал, расположенный ниже зоны перфорации, для направленной подачи тампонажной смеси под давлением в изолируемый объект, выше которого имеются негерметичные участки в колонне. В скважину спускаются трубы с пакером, который располагается над зоной ввода тампонажной смеси за колонну. Устанавливается пакер. В трубы закачивается тампонажная смесь и расчетный объем тампонажной смеси. Тампонажная смесь задавливается в пласт. Снижается давление в трубном и затрубном пространстве. Освобождается пакер. Излишки тампонажной смеси из скважины вымываются. Поднимаются 100–150 метров труб, скважина заполняется промывочной жидкостью и оставляется в покое на время ОЗЦ.

При ремонтно-водоизоляционных работах в нефтяных и газовых скважинах используются различные смеси тампонажных материалов:

- смеси на базе минеральных вяжущих веществ (тампонажный цемент, шлак, гипс и их модификации);
- тампонирующие смеси на базе органических вяжущих материалов, известные как полимерные тампонажные материалы (ПТМ);
- тампонажные растворы, приготовленные на базе минеральных вяжущих тампонажных материалов с различными облагораживающими добавками (СПВС-ТР, ТЭГ, ТС-10, аэросил и др.), названные цементно-полимерными растворами (ЦПР);
- многокомпонентные тампонажные смеси, приготавливаемые с помощью дезинтегратора (МТСД);
- сжимающиеся тампонажные материалы (СТМ).

В скважинах с низкой приемистостью эффективно применение ПТМ и ЦПР. Применение ПТМ наиболее эффективно (по сравнению с цементным тампонажным раствором) при:

- герметизации соединительных узлов обсадных колонн;
- ремонте обсадных колонн в условиях низкой приемистости изолируемой зоны.

Использование цементных растворов оказывается более эффективным (по сравнению с ПТМ) при:

- ликвидации прорыва верхних и нижних пластовых вод в условиях высокой приемистости;
- ликвидации прорыва пластовых вод в случае недифференцированного анализа результатов работ.

Применение ЦПР более эффективно (по сравнению с ПТМ) при ликвидации прорыва верхних пластовых вод в условиях высокой приемистости. При ремонтно-изоляционных работах применяются ПТМ на основе фенолформальдегидных смол (ТС-10, ТСО-91), вязкоупругие составы (ВУС), ПТМ – Ремонт-1, фенолоспирты (ФС), селективные тампонажные материалы – силаны, гидрофобный тампонажный материал (ГТМ), гидролизированный полиакрилонитрил (гипан), водорастворимый тампонажный состав (ВТС), кремнийорганическая сшитая система (КРОСС), состав на основе стиромала и др. В качестве отвердителей для смол используются формальдегид, параформ или уротропин. Для изоляции притока пластовых вод находит применение водоизолирующий реагент, имеющий наименование АКОР.

Как правило, наибольшее предпочтение при производстве водоизоляционных работ следует отдавать материалам и методам селективного действия. К селективным относятся методы, обеспечивающие избирательное снижение проницаемости водонасыщенной части пласта при закачке изолирующих реагентов по всей его толщине. Селективный метод (материал) не может обладать абсолютной избирательностью. Селективностью метода является его способность избирательно снижать продуктивность обводненных интервалов в большей степени, чем нефтенасыщенных. Чем больше степень снижения продуктивности притока пластовых вод, тем выше селективность метода. Наряду со снижением продуктивности

обводненных интервалов в результате изоляционных работ возможно повышение проницаемости нефтенасыщенных интервалов пластов.

С учетом природы селективных водогазоизолирующих материалов в настоящее время методы их применения можно разделить на группы, основанные на закачке в пласт органических полимерных материалов; на применении неорганических водоизолирующих составов; на закачке в пласт элементо-органических соединений. Наиболее изученными и освоенными методами селективной изоляции и ограничения притока пластовых вод в нефтяные скважины (первая группа) являются методы, основанные на использовании водорастворимых полимеров акрилового ряда, которые нашли широкое применение и за рубежом. В качестве водоизолирующего материала из акриловых водорастворимых полимеров используются в основном полиакрилонитрил (гипан) и полиакриламид (ПАА). Применение гипана ограничено в условиях месторождений Западной Сибири минерализацией пластовых и закачиваемых вод. Использование ПАА ограничивается трудностями при приготовлении растворов, низкой технологичностью в зимних условиях. Наиболее эффективным методом при проведении работ по ограничению газопритокров в нефтяных скважинах является применение в качестве газоизолирующей композиции:

- водорастворимого тампонажного состава (BTC-1, BTC-2) на основе гликолевых эфиров КОС;
- вязкоупругого состава на основе высокомолекулярных водорастворимых полимеров (ВУС, ГОС).

Такие составы в пластовых условиях в широком диапазоне температур вступают в реакцию с образованием геля элементоорганических полимеров, которые селективно закупоривают поры горной породы.

10.5.11. Ловильные работы, ликвидация аварий

На разных стадиях ремонта и эксплуатации скважин возникают аварийные ситуации, связанные с «полетом» или прихватом оборудования, потерей подвижности колонны труб, оставлением в скважине элементов колонны труб, а также различных предметов и инструментов, для извлечения которых требуется проведение специальных работ. Капитальные ремонты, связанные с устранением аварий, классифицируются как аварийно-восстановительные работы.

Все аварии условно подразделяются на следующие виды:

- аварии с глубинным оборудованием, прихваты глубинного оборудования;
- аварии с бурильными, насосно-компрессорными и обсадными трубами;
- аварии из-за неудачного цементирования, аварии с инструментом при ремонте скважин;
- аварии в результате падения в скважину посторонних предметов, прочие аварии.

Работы по ликвидации аварии должны осуществляться при обязательном участии мастера бригады и мастера по сложным работам. Работы по ликвидации аварии проводятся по утвержденному плану, в котором указываются сроки проведения работ и ответственные исполнители по каждому этапу работ.

10.6. ПЕРЕЧЕНЬ РАБОТ В ТЕКУЩЕМ И КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН, ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ КОТОРЫХ ОБЯЗАТЕЛЬНО ПРИСУТСТВИЕ МАСТЕРА ИЛИ ОТВЕТСТВЕННОГО ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО РАБОТНИКА (ИТР)

Таблица 6

Перечень работ в текущем и капитальном ремонте скважин

№ п/п	Выполняемые работы	Перечень обязательных технических и организационных мероприятий
1.	Перед началом работ на скважине	Проверка исправности оборудования и инструмента с записью в журнале осмотра оборудования и инструмента
2.	Подготовка к переезду со скважины на скважину (с куста на куст)	Проверка готовности трассы к передвижению. Назначение ответственных лиц за передвижение подъемного агрегата и оборудования по трассе. Инструктаж членов бригады, водителей, машинистов, привлекаемых к транспортированию, по правилам безопасности при передвижении агрегатов и оборудования
3.	Проезд через замерзшие водные преграды	Проверка готовности трассы к передвижению. Назначение ответственных лиц за передвижение подъемного агрегата и оборудования по трассе. Инструктаж членов бригады, водителей, машинистов, трактористов, привлекаемых к транспортированию, по правилам безопасности при передвижении агрегатов и оборудования
4.	Подготовка подъемного агрегата к монтажу на скважине	Проверка состояния мачты, талевой системы, якорей и оттяжек, наличия искрогасителя
5.	Монтаж подъемного агрегата	Проведение испытания якорей и противозатаскивателя с оформлением соответствующих актов
6.	Прием скважины в ремонт от представителя ЦДНГ НГДУ	
7.	Участие в работе пусковой комиссии, контроль за производством промыслово-геофизических, взрывных и прострелочных работ на скважине	
8.	Руководство производством следующих видов работ: — сложные ловильные работы с применением ударных механизмов или домкратов, связанные с предельными нагрузками; — подъем НКТ с затяжками; — фрезерование, бурение цементных мостов; — ремонтно-изоляционные; — промывка парафиногидратных пробок; — подъем НКТ с жидкостью или поршневанием; — вскрытие окна в обсадной колонне стартовым фрезером при зарезке вторых стволов; — проведение солянокислых и других ОПЗ продуктивных пластов; — гидравлический разрыв пластов, гидропескоструйная перфорация; — освоение скважин	

№ п/п	Выполняемые работы	Перечень обязательных технических и организационных мероприятий
9.	Осуществление руководства следующими видами работ на скважинах со вскрытым пластом АС4-8: — повторное глушение скважин в случаях нефтегазопроявлений или поглощения в процессе ремонта скважин; — глушение скважин по специальному плану с использованием ВЗСК-1, СНПХ-3100; — глушение скважин в «пласт» при отсутствии циркуляции; — монтаж или замена на устье одного типа противовыбросового оборудования (ПВО) на другой, опрессовка ПВО	
10.	Производство работ по наряду-допуску	

10.7. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ОБОРУДОВАНИЯ И ИНСТРУМЕНТА, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ТЕКУЩЕМ И КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

10.7.1. Подъемные агрегаты

В бригадах текущего ремонта скважин используются подъемные агрегаты грузоподъемностью до 50 т: Азинмаш-37А, АР-32/40, АПРС-32/40, АР-50 на шасси автомобилей КрАЗ или Урал.

В бригадах капитального ремонта скважин используются подъемные агрегаты грузоподъемностью 60 т и более: А-50М, TR-38 на шасси автомобиля КрАЗ, А-60/80 на шасси МАЗ; подъемные агрегаты импортного производства фирмы Cooper LTO-250, Cardwell KB-210, National Oilwell NOI-150, предназначенные для спуско-подъемных операций с бурильными трубами свечами с установкой их за «палец» площадки верхового рабочего.

Бригады КРС Сургутского УПНПиКРС при проведении капитальных ремонтов скважин используют установки с непрерывной трубой фирмы Hydra Rig. В УКРСиПНП эксплуатируются 4 комплекса «Непрерывная труба» фирмы National Oilwell для углубления стволов скважин на депрессии.

Таблица 7

**Краткие технические характеристики подъемных агрегатов, применяемых при работах
по подъему и спуску в ОАО «Сургутнефтегаз»**

№ п/п	Технические характеристики	Тип подъемного агрегата для бригад ТРС					
		Ази/ИМАШ-37А, АПС-32	АПС-40, АР-40	АПС-40У, 40М	АР32/40М	А2-32	А5-40М
1.1	Грузоподъемность на крюке, т: — номинальная — максимальная	32	40	40	3240	32	40
1.2	Привод механизмов	Мощность 240 л.с. при 2 100 об./мин	Мощность 240–300 л.с. при 2 100 об./мин	Мощность 240 л.с. при 2 100 об./мин	Мощность 240 л.с. при 2 100 об./мин	Мощность 240 л.с. при 2 100 об./мин	Мощность 230 л.с. при 2 100 об./мин
1.3	Высота от земли до оси кронблока, м	17	15	14 (18)	17	12,2	22
1.4	Транспортная база	Краз-255Б	Урал-4320	Краз-260 (УРАЛ-4320)	Урал-4320	Краз-255Б	Урал-4320
1.5	Тип вышки	Телескопическая, двухсекционная с открытой передней гранью	Телескопическая, двухсекционная с открытой передней гранью	Телескопическая, двухсекционная с открытой передней гранью	Односекционная	Телескопическая, двухсекционная с открытой передней гранью	Односекционная
1.6	Масса агрегата, кг	19 600	21 425 (29 000)	21 000	19 600	19 500	20 080
№ п/п	Техническая характеристика	Тип подъемного агрегата для бригад КРС					
		КВ-210В с оснасткой 3х4, оборудованный устьевой рабочей площадкой	А-50М	А60/80 (А60/80М-1)	КВ-210В с оснасткой 4х5, оборудованный подротонным основанием	Сооррег TR-38	NOI-150 с оснасткой 4х5, оборудованный подротонным основанием
2.1	Грузоподъемность на крюке, т: — номинальная — максимальная	100	60	60–80	100	60	136
							80

№ п/п	Техническая характеристика	Тип подъемного агрегата для бригад КРС				
		КВ-210В с оснасткой 3×4, оборудованный устевой рабочей площадкой	A-50M	А60/80 (А60/80M-1)	КВ-210В с оснасткой 4×5, оборудованный подроторным основанием	Сооррег ТН-38
2.2	Привод механизмов	Тяговый двигатель Cardwell Мощность 400 л.с. при 2 100 об./мин	Тяговый двигатель ЯМЗ-238 Мощность 240 л.с. при 2 100 об./мин	Тяговый двигатель ЯМЗ-238Н (ЯМЗ-7511) Мощность 400 л.с. при 2 100 об./мин	Тяговый двигатель Cardwell Мощность 400 л.с. при 2 100 об./мин	Тяговый двигатель Cardwell Мощность 400 л.с. при 2 100 об./мин
2.3	Высота от земли до оси кронблока, м	29,87	22,4	22	34,44	22,6
2.4	Транспортная база Колесная формула	Cardwell 8×8	Краз-2576×4	Баз-69507 (Баз-690902) 8×8	Cardwell 10×8	Краз-250 (65101) 6×4
2.5	Тип вышки	Телескопическая, двухсекционная с открытой передней гранью				
2.6	Масса агрегата, кг	62 160	24 000	34 000 (44 000)	62 160	32 000
					71 260	41 000

10.7.2. Оборудование и инструмент, применяемые при спуско-подъемных операциях

Для захвата и удержания на весу колонны труб и штанг, а также СПО применяются соответствующие инструменты и оборудование:

- без применения механизмов для свинчивания и развинчивания труб используются двуштропные трубные элеваторы ЭХЛ (для НКТ и бурильных труб с наружным диаметром от 60 до 114 мм) грузоподъемностью от 15 до 40 т, корпусные элеваторы КМ (для труб от 60 до 114 мм) грузоподъемностью до 125 т;

- при применении механизмов для свинчивания и развинчивания используются одноштропные трубные элеваторы ЭТА-60БН (для труб от 60 до 89 мм) грузоподъемностью 60 т; корпусные элеваторы КМ (для труб от 60 до 114 мм) грузоподъемностью до 125 т и аналогичные элеваторы зарубежного производства грузоподъемностью до 136 т.



Рис. 10. Элеватор



Рис. 11. Элеватор ЭШ

Элеватор трубный ЭТА

Элеватор предназначен для захвата под муфту и удержания на весу колонны насосно-компрессорных и бурильных труб в процессе спуско-подъемных операций при освоении и текущем ремонте скважин.

Элеватор может быть использован как при механическом свинчивании и развинчивании труб, так и при ручном с применением спайдера. Наличие сменных захватов позволяет одним элеватором производить спуско-подъемные операции с трубами нескольких типоразмеров:

- при ремонте скважин, оборудованных установками ШГН, используются штанговые элеваторы грузоподъемностью 5, 10, 15 и 20 т;

- спайдеры отечественного производства и зарубежных фирм Oil Country и Cavins грузоподъемностью от 50 до 136 т для труб от 60 до 114 мм.

Таблица 8

Технические характеристики элеваторов ЭТА

Наименование	ЭТА-32БН	ЭТА-50БН	ЭТА-60БН	ЭТА-80БН
Грузоподъемность, т	32	50	60	80
Условный диаметр захватываемых труб, мм	48, 60, 73	60, 73, 73В, 89	60, 73, 73В, 89	73, 73В, 89, 89В, 114, 1 1/4
Габаритные размеры, мм, не более	260×230×525	290×230×560	290×230×575	325×255×660
Собственная масса без захвата, кг	16	25	25	42

Таблица 9

Технические характеристики элеваторов ЭШ

Наименование	ЭШ-10	ЭШ-15
Грузоподъемность, т	10	15
Условный диаметр захватываемых штанг, мм	16, 19, 22, 25	16, 19, 22, 25
Габаритные размеры, мм	210×196×586	210×196×586
Масса, кг, не более	17,8	17,8

Гидравлические ключи

Для обеспечения быстрого и безопасного свинчивания и развинчивания муфтовых и замковых соединений труб диаметром от 60 мм до 1 1/4 мм при выполнении СПО бригады по текущему и капитальному ремонту скважин ОАО «Сургутнефтегаз» используют подвесные гидравлические ключи фирмы Oil Country моделей 45000 (бригады ТРС) и 56801 (бригады КРС) и фирмы Eckel (только бригады КРС) моделей 4 1/2" УНТ и 5 1/2" Hydra Shift (VS).

Таблица 10

Основные характеристики гидравлических ключей, применяемых в бригадах по ремонту скважин

Модель ключа	Максимальное число оборотов, об./мин	Максимальный крутящий момент, Н·м
Oil Country OC-45000	96	9 380
Oil Country OC-56801	100	16 300
Eckel 4 1/2" УНТ	110	13 558
Eckel 5 1/2" Hydra Shift (VS)	126	29 828

Принцип действия гидравлического ключа заключается в передаче гидравлической энергии к гидравлическому мотору, при этом гидравлическая энергия преобразовывается в ротационную механическую мощность, которая приводит в действие зубчатую передачу ключа. Источником гидравлической энергии является гидравлическая система подъемного агрегата. Перед проведением СПО ключ подвешивается к элементам

мачты подъемного агрегата. В процессе проведения СПО ключ, с открытой предохранительной заслонкой, подводится к зафиксированной (разгруженной) на спайдере подвеске труб, затем предохранительная заслонка закрывается. Челюсти и втулки (головки) ключа захватывают ниппельную или замковую часть верхней трубы; стопорное устройство при этом захватывает и удерживает от проворота муфту или замковую часть нижней трубы, закрепленной в спайдере. При перемещении рукояток управления ключа в определенное положение обеспечивается автоматическое свинчивание или развинчивание резьбовых соединений подвески труб с необходимыми параметрами крутящего момента (крутящий момент ключа устанавливается предварительно для каждого типоразмера труб вручную).

10.7.3. Ловильный инструмент

Особое место в капитальном ремонте скважин занимают работы по ликвидации аварий с подземным оборудованием (КР-З). Для выполнения этих задач используются различные по назначению и принципу действия ловильный инструмент.

Колокола ловильные

Колокола относятся к ловильному инструменту врезного типа. Предназначены для извлечения оставшейся в скважине колонны бурильных или насосно-компрессорных труб путем захвата их за наружную поверхность. По конструкции они подразделяются на сквозные и несквозные. Сквозные колокола обеспечивают возможность пропуска сквозь корпус колокола сломанного или безмуфтового конца трубы с последующим захватом путем нарезания резьбы на наружной поверхности замков и муфт.

Аналогичны по принципу действия овершоты отечественного и зарубежного производства, отличие – принцип захвата (использование спирального или цангового захвата за тело аварийного оборудования).

Метчики

Метчики относятся к ловильным инструментам нарезного типа. Предназначены для извлечения из скважины оборвавшихся или отвернувшихся бурильных, насосно-компрессорных и обсадных труб. Метчики, вводимые в трубу и врезающиеся в ее тело, называются *универсальными*. К ним относятся метчики типов МЭУ, МБУ. Метчики, ввинчиваемые в имеющуюся резьбу муфты трубы или трубного замка, называются *специальными*. К ним относятся метчики МЭС, МСЗ.

Труболовки

Труболовками называют ловильный инструмент для извлечения из скважины труб и других объектов цилиндрической формы, имеющий захватные устройства клинового типа. Они подразделяются по виду захвата на *внутренние* и *наружные*, по возможности освобождения от захваченного объекта – на *освобождающиеся* и *неосвобождающиеся*, по конструкции захватного устройства – на *цанговые*, *спиральные*, *плашечные*, *комбинированные*.

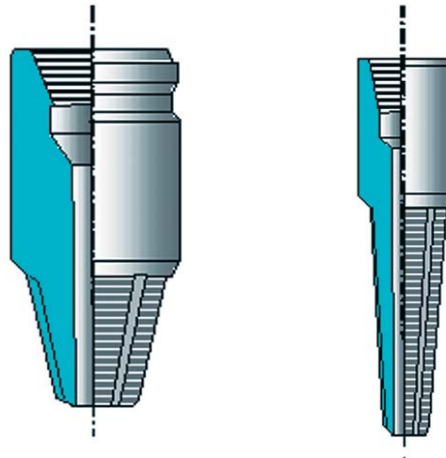


Рис. 12. Метчики

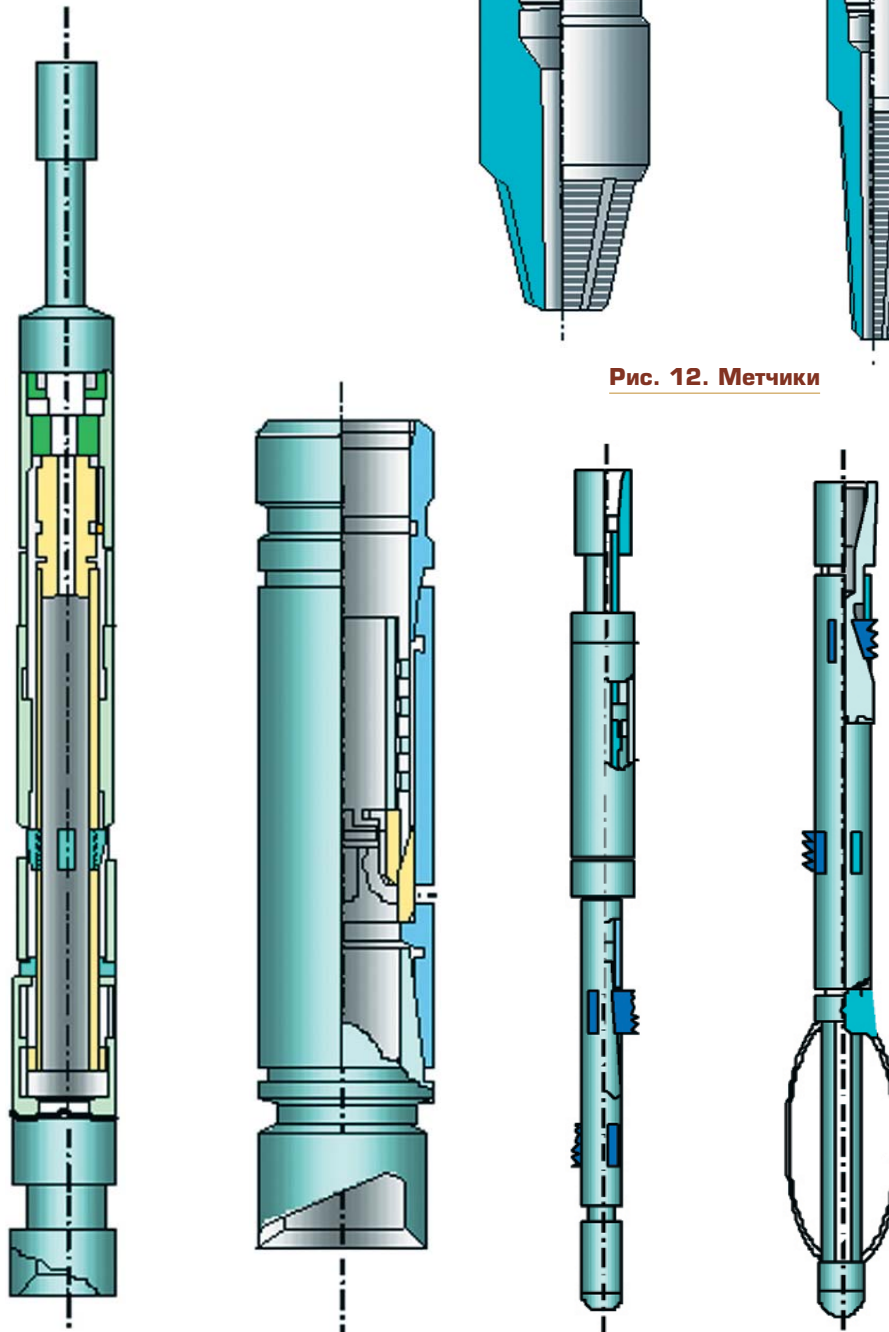


Рис. 13. Виды труболовок:

1 – труболовки наружные, 2 – труболовки внутренние

Фрезеры

Фрезеры являются инструментами для разрушения труб и различных предметов в скважине, придания им формы, удобной для захвата ловильным инструментом, выпрямления смятых обсадных труб и вырезания «окна» при забурировании бокового ствола. По конструкции фрезеры можно подразделить на кольцевые, цилиндрические, ступенчатые, конусные, с направляющим устройством, с захватным устройством, с выдвижными режущими органами и др. По материалу армирования режущих элементов фрезеры бывают армированные твердосплавными пластинами и армированные композиционными сплавами.

Механические, гидравлические ясы

Ясы – это инструменты, предназначенные для создания ударов и вибраций, используются в основном для освобождения прихваченных в скважине труб и заклиненного оборудования.

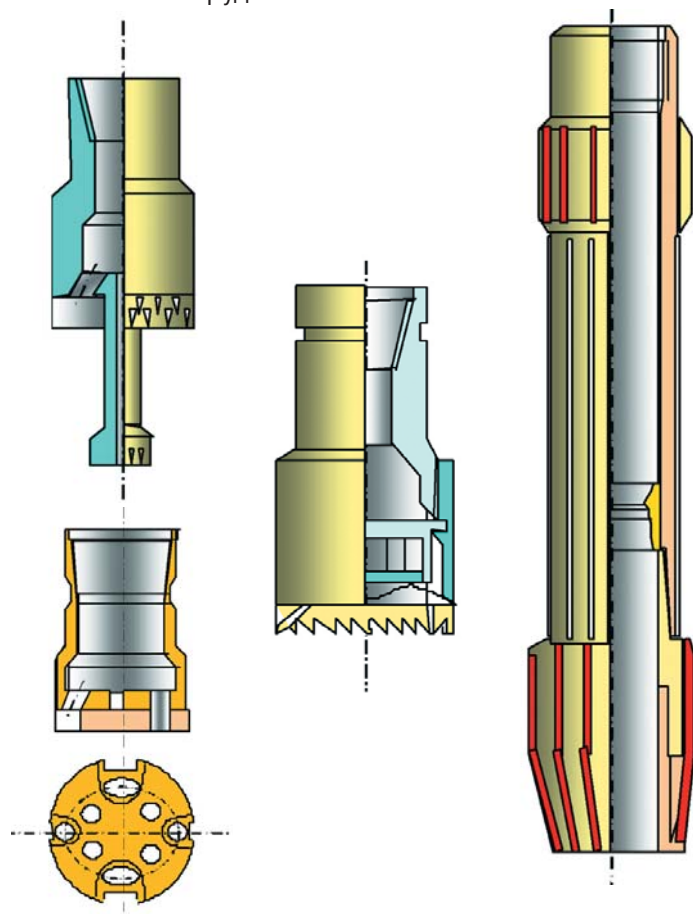


Рис. 14. Виды фрезеров:

1 – фрезер пилотный ФП, 2 – фрезер магнитный ФМ,
3 – фрезер-райбер типа ФРЛ, 4 – фрезер типа ФЗ

Механические ясы предназначены для ликвидации заклинившего оборудования и инструмента небольшой длины ударами, направленными вверх.

Гидравлические ясы предназначены для создания ударных нагрузок, направленных вверх и вниз с целью освобождения прихваченных труб или заклиненных инструментов и оборудования.

10.7.4. Пакерно-якорное оборудование

Для разобщения пластов, изоляции обсадных колонн от воздействия рабочей среды в процессе проведения ремонтно-профилактических работ и ликвидации поглощений на скважинах применяются пакеры различных конструкций. Они используются для проведения технологических операций по гидроразрыву, кислотной и термической обработкам продуктивного пласта, для выполнения изоляционных работ, гидropескоструйной перфорации, установки проволочных фильтров и клапанов отсекающих, очистки забоев скважин, газлифтной эксплуатации и т.д. Пакеры спускают в скважину на колонне труб, извлекаемых после спуска или вместе с трубами. Проходное отверстие пакера должно позволять беспрепятственно спускать инструмент и оборудование для проведения необходимых операций освоения и эксплуатации скважин, для ликвидации осложнений или выполнения необходимых технологических операций. Пакер должен выдерживать максимально необходимый перепад давления, действующий на него в экстремальных условиях (рабочее давление). Пакеры подразделяются на следующие типы:

ПВ – пакер, воспринимающий усилия от перепада давления, направленного вверх;

ПН – направленного вниз;

ПД – направленного как вниз, так и вверх.

Герметичное разобщение пространства эксплуатационной или промежуточной обсадной колонны обеспечивается подбором диаметра пакера в соответствии с внутренним диаметром труб, создающим оптимальный зазор между пакером и стенкой колонны труб. Восприятие усилия от перепада давления, действующего на пакер в одном или двух направлениях, происходит за счет соответствующего заякоривающего устройства (якоря), наличие которого в шифре типоразмера пакера обозначается буквой «Я».

Пакеры по способу посадки подразделяются на гидравлические (Г), механические (М) и гидромеханические (ГМ). Пакеры, способные воспринимать усилие от перепада давления, направленного как вниз, так и вверх, могут выполнять в скважине свои функции и без колонны подъемных труб, которую извлекают после посадки пакера. В этом случае для отсоединения колонны труб от пакера и поворотного соединения с ним используются разъединители колонн, которые устанавливаются над пакером.

Для подготовки стенок обсадной колонны труб под посадку пакера и якоря с целью обеспечения их надежной работы применяются скважинные инструменты – скреперы типа СК и инструмент колонный типа 2НК.

При капитальном ремонте скважин, для предотвращения загрязнения продуктивного пласта тампонажными растворами, во время ремонтно-изоляционных работ, а также для временного разобщения пластов и ствола эксплуатационной колонны скважины применяются разбуриваемые па-



Рис. 15. Пакеры:

1 – ПРО-ЯМ02, 2 – ПРО-ЯМ03, 3 – П-Г-ЯГ,
4 – ПРО-ЯДЖ-О с клапаном-отсекателем, 5 – ПРЗ-118

керы типа ПВРМ, ПРГ, ПРГМ, взрыв-пакеры типа ВП и др. Установка разбуриваемых в скважине пакеров производится с помощью установочного устройства, спускаемого на трубах бригадой капитального ремонта скважин. Взрыв-пакеры спускает и устанавливает в скважине на геофизическом кабеле перфорационная партия.

10.8. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

Противофонтанная безопасность регламентирована «Инструкцией по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности» (РД-08-254-98) с учетом специфики работ, проводимых в условиях Западной Сибири, а также в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ-08-624-03).

Газонефтеводопроявление (ГНВП) – вид осложнения, при котором поступление флюида из пласта в скважину или через ее устье можно регулировать или приостанавливать с помощью запорного оборудования.

Открытый фонтан (ОФ) – это неуправляемое истечение пластовых флюидов через устье скважины в результате отсутствия, технической неисправности, негерметичности, разрушения противовыбросового оборудования или вследствие грифообразования.

Главным условием возникновения ГНВП является превышение пластового давления над давлением, создаваемым столбом промывочной жидкости в интервале пласта, содержащего флюид.

Основные причины возникновения ГНВП:

- ошибки в определении плотности технологической жидкости при проектировании, а также при составлении планов работ по освоению, испытанию и ремонту скважин;
- недостаточный оперативный контроль за текущими изменениями пластового давления вследствие проводимых мероприятий по его поддержанию и других факторов;
- глушение скважины перед началом работ неполным объемом или отдельными порциями;
- ведение СПО без долива скважины;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- снижение гидростатического давления столба раствора из-за перетоков, обусловленных разностью плотностей раствора в трубном и затрубном пространстве;
- длительные простои скважины без промывки;
- снижение плотности раствора в результате химической обработки;
- нарушение технологии эксплуатации, освоения, испытания или ремонта скважин;
- некачественное крепление технических колонн, перекрывающих газонефтеводонасыщенные напорные горизонты;

- снижение забойного давления в результате проявления эффекта поршневания при подъеме инструмента с сальником, а также при повышенных скоростях подъема труб;
- уменьшение плотности жидкости в скважине при длительных остановках за счет поступления газа из пласта.

Наличие в разрезе скважины газовых пластов, а также нефтяных и водяных пластов с большим количеством растворенного газа значительно увеличивает опасность возникновения газонефтеводопроявлений, даже если пластовое давление ниже гидростатического.

Условия, при которых любое ГНВП может перейти в открытый фонтан:

- недостаточная обученность персонала бригад освоения, испытания, ремонта скважин и специалистов предприятий приемам и методам предупреждения и ликвидации газонефтеводопроявлений;
- низкая производственная и технологическая дисциплина, несогласованность действий работающих;
- отсутствие, неисправность, низкое качество монтажа противовыбросового оборудования на устье скважины;
- неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования;
- несоответствие конструкции скважин геологическим условиям вскрытого пласта и требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- некачественное цементирование обсадных колонн;
- нарушение технологии эксплуатации, освоения и ремонта скважин;
- износ или повреждение обсадных колонн, на которых установлено запорное оборудование;
- отсутствие необходимого запаса жидкости долива при текущем и капитальном ремонте скважин;
- отсутствие или неисправность запорной компоновки;
- несвоевременность обнаружения возникновения газонефтеводопроявлений.

При надлежащем уровне организации работ подавляющее большинство своевременно обнаруженных ГНВП может быть ликвидировано силами ремонтной бригады. В случае появления признаков ГНВП персонал бригады должен действовать в соответствии с «Планом практических действий бригад освоения, испытания и ремонта скважин при возникновении ГНВП и ОФ».

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ-08-624-03) при проведении текущих и капитальных ремонтов с возможным газонефтеводопроявлением устье скважины на весь период ремонта должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием. Схема установки и обязанности ПВО разрабатывается организацией и согласовывается с территориальными органами Ростехнадзора и противофонтанной службы.

Монтаж противовыбросового оборудования на устье скважины и его обслуживание должны проводиться в соответствии с указаниями инструк-

ции, разработанной изготовителем, требованиями утвержденной схемы и инструкции по монтажу и эксплуатации ПВО, согласованной с территориальными органами Ростехнадзора и противофонтанной службой.

Противовыбросовое оборудование, установленное на устье скважины, должно быть закреплено на все шпильки. После установки ПВО скважина оперессовывается на максимально ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны.

При подъеме труб должен быть обеспечен непрерывный долив скважины и визуальный контроль объема доливаемой жидкости.

При перерывах в работе, независимо от их продолжительности, запрещается оставлять устье скважины незагерметизированным.

К работам на скважинах с возможными газонефтеводопроявлениями допускаются рабочие и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях». Проверка знаний и переподготовка этих кадров проводятся не реже одного раза в 3 года.

Ежеквартально с членами бригад текущего, капитального ремонта, освоения и испытания скважин должен проводиться инструктаж по предупреждению возникновения газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов согласно утвержденной программе периодического инструктажа.

Руководители и специалисты предприятия при посещении объектов проводят контрольные учебные тревоги по сигналу «Выброс» с последующим разбором и оценкой действий вахты.

Перед началом ремонтных работ скважина должна быть заглушена в порядке, установленном планом работ по ремонту скважины.

При подъеме труб должен быть обеспечен непрерывный долив скважины и визуальный контроль объема доливаемой жидкости. На скважине необходимо иметь блок долива объемом не менее 6 м³ с запасом жидкости не менее 4 м³. Разрешается использовать передвижную автоцистерну при условии обеспечения непрерывного долива скважины в процессе подъема труб, а также контроля объема доливаемой в скважину жидкости.

Организация работ по предупреждению возникновения газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов основана на неукоснительном соблюдении требований согласованной и утвержденной «Инструкции по предупреждению возникновения газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при текущем, капитальном ремонте, освоении и испытании нефтяных и газовых скважин» и «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

При появлении признаков газонефтеводопроявления должны быть приняты немедленные меры по герметизации устья скважины в соответствии с «Планом практических действий для бригад освоения, испытания и ремонтов скважин при возникновении ГНВП и ОФ».

После герметизации устья скважины дальнейшие работы по ликвидации ГНВП проводятся под руководством мастера или ответственного специалиста предприятия по дополнительному плану, утвержденному в установленном порядке.

Работы на устье фонтанирующей скважины проводятся силами противофонтанной службы, а вспомогательные работы – персоналом бригады, прошедшим соответствующий инструктаж.

При производстве работ по текущему и капитальному ремонту для герметизации устья скважин используются плашечные превенторы с глухими и трубными плашками ПМТ2-156×21, 1ППС-2Ф-152×21 и др., плашечно-шиберный превентор ППШР-2ФТ-152×21. При ремонте скважин, оборудованных ШГН, используются также малогабаритные штанговые превенторы ПМШ 60×21, ППР 62×21, ПШК-62×21 и др.

Превенторы ППШР-2ФТ-152×21 «УНИВЕСАЛ+»

Технические данные трубного превентора

Условный проход, мм	152
Рабочее давление, МПа	21
Пробное давление корпусных деталей на прочность, МПа	42
Плашечный затвор плоский, сменный	
Шибер клиновой	
Условный диаметр уплотняемых НКТ	33–114
Допустимая нагрузка на плашки:	
– от веса колонны, кН	560
– от давления скважины, кН	160
Привод плашек винтовой, ручной, с возможностью дистанционного управления	
Фланцевые соединения 180×21 ГОСТ 28919-91. Отверстия на нижнем фланце выполнены в виде эллипсов, для возможности присоединения к различным арматурам устья.	
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм	810×670×550
Масса, кг	50

Превенторы штанговые Пшк-62х21 «каштан» и ПШК 1-62×21 «каштан-к»

Технические данные штанговых превенторов

Условный проход, мм	62
Рабочее давление, МПа	21
Пробное испытательное давление, МПа	42
Диапазон диаметров штанг и кабеля уплотняемых сменными плашками, мм	глухая, 6–11; 9–16; 16–22; 19–25; 22–31
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм	
ПШК-62×21	498×166×220
ПШК1-62×21 / без шарового крана	498×245×305
Масса полная, кг	
ПШК-62×21	19
ПШК1-62×21	32

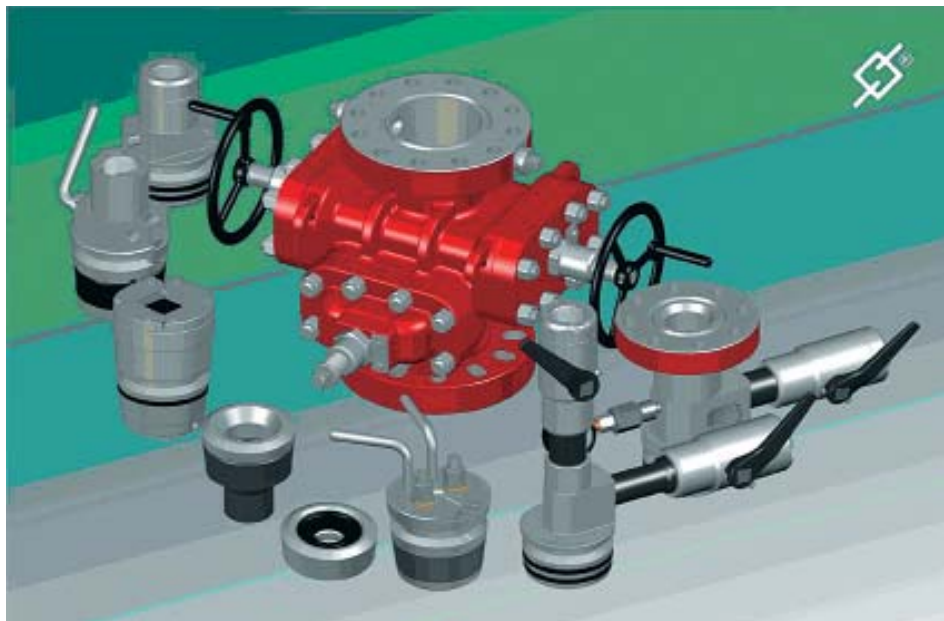


Рис. 16. Превентор ППШР-2ФТ-152x21 «УНИВЕРСАЛ+»

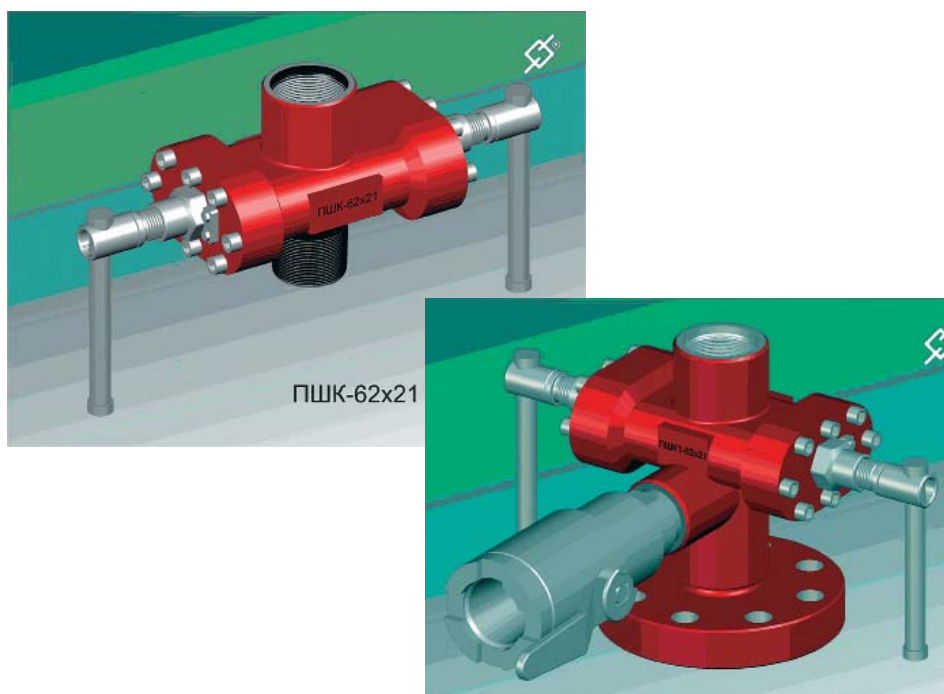


Рис. 17. Превенторы штанговые
ПШК-62x21 «КАШТАН» и ПШК 1-62x21 «КАШТАН-К»

- 11.1. Порядок проведения опытно-промышленных работ
по испытанию образцов новой техники и технологий _____ 412
- 11.1.1. Термины и определения _____ 412
- 11.1.2. Опытно-промышленные работы по испытанию образцов
новой техники и технологий _____ 413

11. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

В целях совершенствования применяемых в Обществе техники и технологий, для обеспечения выполнения установленных заданий по добыче нефти и газа, рационального использования финансовых и материально-технических ресурсов (МТР), достижения максимальной прибыли Общества разрабатывается инновационный план, состоящий из следующих разделов:

- опытно-промышленные работы по испытанию образцов новой техники и технологий;
- освоение новых технологических процессов, новых видов производств и оборудования;
- импортозамещение запасных частей и материалов.

Организация проведения работ по формированию и выполнению мероприятий инновационного плана производится в соответствии со стандартом СТО 9-2009 «Порядок разработки, утверждения, внесения изменений и выполнения мероприятий инновационного плана ОАО «Сургутнефтегаз».

11.1. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ ПО ИСПЫТАНИЮ ОБРАЗЦОВ НОВОЙ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИЙ

11.1.1. Термины и определения

Инновационный план Общества (План) – сводный план мероприятий, реализуемых с целью совершенствования производственных процессов по всем направлениям деятельности Общества, более рационального использования финансовых и материально-технических ресурсов, повышения эффективности производства и достижения максимальной прибыли Общества.

Опытный образец – образец продукции, изготовленный по вновь разработанной рабочей документации для проверки путем испытаний соответствия с целью принятия решения о возможности постановки на производство и (или) использования по назначению (ГОСТ 16504).

Опытно-промышленные работы по испытанию образцов новой техники и технологий (ОП) – раздел Плана, включающий ежегодные мероприятия по проведению приемочных (эксплуатационных) испытаний опытных образцов оборудования, инструмента и технологий с целью определения целесообразности их применения в Обществе.

Приемочные испытания – контрольные испытания опытных образцов, опытных партий продукции, изделий единичного производства, проводимые, соответственно, с целью определения целесообразности постановки этой продукции на производство и (или) использования по назначению (ГОСТ 16504).

Эксплуатационные испытания – испытания объекта, проводимые при эксплуатации (ГОСТ 16504).

Серийная продукция – продукция, изготавливаемая по одной и той же технической документации и выпускаемая в виде последовательного

ряда единиц (партий) для удовлетворения постоянной потребности в ней (Р 50 605-80-93 [1]).

Сертификат соответствия – документ, выданный по правилам системы сертификации для подтверждения соответствия сертифицированной продукции установленным требованиям (Правила проведения работ в системе сертификации).

11.1.2. Опытно-промышленные работы по испытанию образцов новой техники и технологий

11.1.2.1. Испытание опытных образцов оборудования, инструмента и технологий осуществляется структурными подразделениями в соответствии с разделом ОПР Плана.

11.1.2.2. Опытные образцы нового оборудования или технологического процесса в обязательном порядке подлежат испытаниям и должны:

- соответствовать требованиям промышленной безопасности, а также иметь соответствующий сертификат установленного образца;
- в случаях, предусмотренных действующим законодательством РФ, изготавливаться организациями, имеющими лицензии на осуществление соответствующего вида деятельности.

Испытания могут быть приемочными или эксплуатационными.

11.1.2.3. Приемочным испытаниям подвергаются опытные образцы оборудования, созданного как по техническим условиям (заданию) Общества, так и по техническим условиям (заданию) других предприятий-заказчиков. В последнем случае технические условия (задание) на разработку опытного образца должны быть согласованы Обществом.

Порядок разработки технического задания приведен в приложении 1.

11.1.2.4. Опытные образцы оборудования допускаются к приемочным испытаниям на опасных производственных объектах по решению Ростехнадзора при согласии Общества на проведение приемочных испытаний, которые проводятся в соответствии со следующими нормативными документами:

- Административный регламент Ростехнадзора [1];
- Правила применения технических устройств [2].

11.1.2.5. Для получения разрешения на право проведения приемочных испытаний оборудования разработчик представляет в органы Ростехнадзора следующие материалы [1]:

- сведения об изготовителе (поставщике) технического устройства и готовности технического устройства к проведению приемочных испытаний;
- согласованная (согласуемая после рассмотрения) с Ростехнадзором программа и методика приемочных испытаний технического устройства;
- технические условия;
- руководство по эксплуатации;
- паспорт (формуляр, этикетка);
- протокол предварительных (заводских) испытаний.

11.1.2.6. Управлениями, отделами, службами Общества определяется структурное подразделение для проведения работ по приемочным испытаниям по каждому виду нового оборудования.

11.1.2.7. Перед началом проведения приемочных испытаний с целью определения эффективности и работоспособности испытуемого оборудования или технологии и для принятия решений о возможности промышленного производства приказом генерального директора Общества назначается приемочная комиссия, в состав которой включаются главные специалисты аппарата управления Общества, специалисты структурных подразделений, представители разработчиков и изготовителей, органов Ростехнадзора, а также определяются ответственные за разработку программы проведения приемочных испытаний.

В состав приемочной комиссии обязательно включаются ответственные специалисты управления промышленной безопасности и охраны труда Общества и технического отдела технического управления Общества.

При проведении приемочных испытаний технического устройства в состав комиссии входят представители Ростехнадзора, участие которых в проведении приемочных испытаний согласовывается до их начала, и экспертной организации (при необходимости).

11.1.2.8. Программа проведения приемочных испытаний (приложение 2) согласовывается в органах Ростехнадзора, утверждается главным инженером – первым заместителем генерального директора Общества и изготовителем испытуемого образца или разработчиком технологии и должна устанавливать:

- объекты испытаний;
- цели и задачи испытаний;
- условия и порядок проведения испытаний;
- требования к средствам испытаний и измерений;
- продолжительность (объем) испытаний;
- метрологическое обеспечение испытаний;
- материально-техническое обеспечение испытаний;
- требования безопасности при проведении испытаний;
- порядок обработки и оформления результатов испытаний (ГОСТ Р 15.201, ОСТ 153-00.0-002).

11.1.2.9. Перед проведением приемочных испытаний разработчик продукции представляет следующую документацию:

- технические условия (задание);
- паспорт и техническое описание испытуемой продукции;
- протокол предварительных (заводских) испытаний;
- руководство по эксплуатации.

Специалисты структурного подразделения, в котором проводится испытание продукции, совместно с представителем разработчика до начала испытаний проводят обучение персонала правилам эксплуатации испытуемого оборудования или технологии. Непосредственно перед началом работ проводится инструктаж персонала о мерах безопасности при проведении испытаний опытной продукции или технологии. Проведение инструктажа подтверждается подписями инструктирующего и инструктируемых.

11.1.2.10. Основанием для принятия комиссией по окончании испытаний соответствующего решения являются результаты приемочных

испытаний, а также оценка полноты выполнения работ в соответствии с согласованной с Ростехнадзором программой и методикой приемочных испытаний технического устройства.

После окончания испытания оформляется акт по установленной форме (приложение 3). Акт приемочной комиссии утверждает ее председатель.

11.1.2.11. В обоснованных случаях испытания могут быть прерваны или прекращены сторонами полностью, что документально оформляют (ГОСТ Р 15.201).

11.1.2.12. Эксплуатационным испытаниям подвергается оборудование, выпускаемое серийно, прошедшее в установленном порядке приемочные испытания и имеющее разрешение Ростехнадзора на выпуск и применение, но не используемое ранее в Обществе.

11.1.2.13. Разрешение на применение зарубежного оборудования выдает Ростехнадзор в установленном порядке [1].

11.1.2.14. Для урегулирования возникающих в процессе эксплуатационных и приемочных испытаний вопросов и разногласий, распределения рисков между поставщиком оборудования и Обществом, с целью правильной квалификации данных операций для целей налогообложения и исключения налоговых рисков до начала проведения испытаний управлениями, отделами и службами аппарата управления Общества или структурными подразделениями заключается договор поставки на условиях предварительного испытания по типовой форме, разработанной правовым управлением Общества.

При заключении договоров необходимо использовать следующие варианты оформления договорных отношений с поставщиками на условиях предварительного испытания продукции:

а) по материалам:

– договор поставки опытной партии продукции;

б) по оборудованию и технике:

– договор на проведение эксплуатационных или приемочных испытаний на возмездной основе при наличии у производителя (продавца) продукции необходимости адаптации продукции для использования в определенных климатических либо производственных условиях в целях последующей реализации широкому кругу пользователей;

– договор на проведение эксплуатационных или приемочных испытаний на безвозмездной основе в случае невозможности принятия решения о приобретении необходимой Обществу продукции без проведения испытаний и отказе контрагента от передачи продукции для испытания на иных условиях;

– договор безвозмездного пользования имуществом;

– возмездный договор поставки (аренды) с включением в их текст необходимых условий в зависимости от конкретной ситуации.

Вопрос о выборе формы договора решается заинтересованными в проведении испытаний службами самостоятельно, с учетом конкретных обстоятельств:

– вида продукции;

– срока проведения испытаний и эксплуатации продукции;

- технологических особенностей производства;
- размера затрат по содержанию испытываемого имущества;
- порядка и размера налогообложения;
- позиции контрагента.

11.1.2.15. Эксплуатационные испытания проводятся в следующих целях:

- определения соответствия заявляемых предприятием-изготовителем технических характеристик испытываемого образца техники (технологии) в реальных условиях эксплуатации в районах деятельности Общества;
- проведения анализа улучшения (ухудшения) технических характеристик, технологических и эксплуатационных свойств новых образцов техники и технологий в сравнении с аналогами, находящимися в эксплуатации;
- выработки рекомендаций (решений) на основе достигнутых результатов испытаний образцов новой техники и технологий по дальнейшему применению в Обществе.

11.1.2.16. Эксплуатационные испытания в структурных подразделениях проводятся по программам эксплуатационных испытаний (приложение 4), утвержденным главными инженерами структурных подразделений. Состав разделов программы эксплуатационных испытаний аналогичен составу программы приемочных испытаний (приложение 2).

11.1.2.17. После окончания проведения эксплуатационных испытаний оформляется акт по форме приложения 5. Акт эксплуатационных испытаний утверждает главный инженер структурного подразделения.

11.1.2.18. По результатам эксплуатационных испытаний каждого вида нового оборудования, технологии ответственными специалистами аппарата управления Общества подготавливаются предложения об их дальнейшем применении и тиражировании (в том числе и в других структурных подразделениях), которые согласовываются с заместителями генерального директора по направлениям деятельности Общества.

Порядок разработки технического задания на опытно-конструкторские работы

И.1. При создании продукции по заказу Общества (заказчик) заключается договор на выполняемые работы, оформленный в порядке, предусмотренном в Обществе, и разрабатывается техническое задание (далее по тексту – ТЗ) на выполняемые работы.

В договоре и ТЗ указывают нормативные документы, регламентирующие порядок выполнения работ, и документы, определяющие обязательные правила и требования к продукции.

И.2. На основании исходных технических требований Общества разработчик продукции проводит необходимые научно-исследовательские, опытно-конструкторские работы (ОКР) и технологические работы.

И.3. Достигнутые показатели, соответствие их требованиям ТЗ на ОКР оценивают при приемке этапов выполненных работ и отражают в протоколах (актах) испытаний опытных образцов продукции и актах приемки этапов ОКР и ОКР в целом.

И.4. Продукты интеллектуального труда, полученные в процессе создания и постановки продукции на производство и являющиеся объектами интеллектуальной собственности, используются в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Право собственности на результаты работ, исключительное право на использование результатов выполненных работ по ТЗ Общества, право подачи заявки и получения патента принадлежит Обществу.

И.5. ТЗ разрабатывают и утверждают в порядке, установленном заказчиком и разработчиком в соответствии с ГОСТ Р 15.201.

И.6. ТЗ должно состоять из следующих разделов:

- наименование и область применения;
- основание для разработки;
- цель и назначение разработки;
- технические требования;
- экономические показатели;
- стадии и этапы разработки;
- порядок контроля и приемки;
- требования безопасности;
- приложения.

В зависимости от вида, назначения, условий производства и эксплуатации продукции допускается уточнять содержание разделов, вводить новые разделы или объединять отдельные из них.

И.6.1. В разделе «Наименование и область применения» указывают наименование и условное обозначение продукции и краткую характеристику области ее применения, общую характеристику объекта, в котором используют продукцию.

И.6.2. В разделе «Основание для разработки» указывают полное наименование документа, на основании которого разрабатывают продукцию, организацию, утвердившую этот документ, и дату его утверждения.

И.6.3. В разделе «Цели и назначения» указывают цель разработки, назначение разработки и задачи, решаемые разработкой.

И.6.4. В разделе «Технические требования» указываются требования и нормы, определяющие качество и эксплуатационные характеристики продукции с учетом действующих стандартов и норм, а также современного технического уровня.

В общем случае раздел должен состоять из следующих подразделов, отражающих соответствующие требования, предъявляемые к продукции:

- состав продукции и требования к конструктивному устройству;
- требования к надежности;
- требования к технологичности и метрологическому обеспечению разработки;
- требования безопасности и требования по охране природы;
- требования к патентной чистоте;
- требования к составным частям продукции, сырью, исходным и эксплуатационным материалам;
- условия эксплуатации, требования к техническому обслуживанию и ремонту;
- требования к маркировке и упаковке;
- требования к транспортированию и хранению.

И.6.5. В разделе «Экономические показатели» указывают ориентировочную эффективность и срок окупаемости затрат на разработку и освоение производства.

И.6.6. В разделе «Стадии и этапы разработки» устанавливают необходимые стадии разработки и этапы работ, сроки их выполнения.

Поэтапные сроки выполнения работ, указываемые в ТЗ, должны совпадать со сроками, установленными в плане ОКР и договоре.

В этом же разделе указывают структурное подразделение (предприятие) – изготовителя разрабатываемого изделия.

И.6.7. В разделе «Порядок контроля и приемки» приводят перечень документов, подлежащих согласованию и утверждению на отдельных стадиях разработки, перечень организаций, с которыми следует согласовывать документы. Технические условия, программу и методику испытаний, эксплуатационные и ремонтные документы включают в перечень обязательно.

В этом же разделе указывают общие требования к приемке работ на стадиях разработки (количество изготавливаемых опытных образцов, а также предъявляемых на приемочные испытания, сроки и место проведения испытаний).

И.6.8. В разделе «Требования безопасности» указывают требования к обеспечению безопасности при монтаже, эксплуатации, обслуживании и ремонте, проведении приемочных испытаний, допустимые уровни вибрационных и шумовых нагрузок в соответствии с Системой стандартов безопасности труда и другими действующими стандартами.

И.6.9. В приложении к ТЗ приводят чертежи, схемы, описания, обоснования, расчеты и другие документы, которые должны быть использованы при разработке продукции, справочные и другие материалы.

И.7. Для подтверждения отдельных требований к продукции, в том числе требований безопасности, охраны здоровья и окружающей среды, а также оценки технического уровня продукции, ТЗ может быть направлено разработчиком или заказчиком на экспертизу (заключение) в сторонние организации. Решение о внесении изменений на основании полученных заключений принимают разработчик и заказчик до утверждения ТЗ.

И.8. На любом этапе разработки продукции при согласии заказчика и разработчика в ТЗ могут быть внесены изменения и дополнения, не нарушающие условия выполнения обязательных требований (ГОСТ Р 15.201).

И.9 ТЗ и прилагаемые материалы на разработку нового оборудования представляются на согласование в органы Ростехнадзора не позднее, чем за месяц до начала работ по его разработке.

При этом обязательным условием является наличие у разработчика, заказчика и изготовителя нового оборудования, лицензий на право осуществления соответствующих видов деятельности, выданных лицензирующим органом Российской Федерации.

Приложение 2

Форма

СОГЛАСОВАНО
Начальник Управления
по технологическому
и экологическому
надзору Ростехнадзора
по ХМАО – Югре

подпись, инициалы, фамилия

«__»____20__г.

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель

наименование предприятия

подпись, инициалы, фамилия

«__»____20__г.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер –
первый заместитель
генерального директора
ОАО «Сургутнефтегаз»

подпись, инициалы, фамилия

«__»____20__г.

ПРОГРАММА

проведения приемочных испытаний

наименование объекта испытания на объектах ОАО «Сургутнефтегаз»

Программа проведения приемочных испытаний должна включать в себя следующие разделы:

1. Объект испытаний

краткое описание объекта

2. Цель испытаний

цели и задачи, которые должны быть достигнуты и решены в процессе испытаний

3. Общие положения

перечень руководящих документов, на основании которых проводятся испытания

место и продолжительность испытаний

организации, участвующие в испытаниях

перечень ранее проведенных испытаний

перечень предъявляемых документов, откорректированных по результатам ранее проведенных испытаний

4. Объем испытаний

перечень этапов испытаний и проверок, а также количественные и качественные характеристики, подлежащие оценке

последовательность проведения и режимы испытаний

требования по испытаниям

перечень работ, проводимых после завершения испытаний, требования к ним, объем и порядок проведения

5. Условия и порядок проведения испытаний

условия проведения испытаний

условия начала и завершения отдельных этапов испытаний

имеющиеся ограничения в условиях проведения испытаний

требования к техническому обслуживанию объекта во время испытаний

меры, обеспечивающие безопасность и безаварийность проведения испытаний

порядок привлечения экспертов для исследования возможных повреждений в процессе проведения испытаний

требования к персоналу, проводящему испытания, и порядок его допуска к испытаниям

6. Материально-техническое обеспечение испытаний

указывают конкретные виды материально-технического обеспечения с распределением задач и обязанностей организаций, участвующих в испытаниях

7. Метрологическое обеспечение испытаний

указывают перечень мероприятий по метрологическому обеспечению испытаний с распределением задач и ответственности организаций, участвующих в испытаниях, за выполнение соответствующих мероприятий

8. Отчетность

указывают перечень отчетных документов, которые должны оформляться в процессе испытаний и по их завершению, с указанием организаций и предприятий, разрабатывающих, согласующих и утверждающих их, сроки оформления этих документов

Члены приемочной комиссии:

(инициалы, фамилия, должность)

Приложение 3

Форма

УТВЕРЖДАЮ
Председатель
приемочной комиссии

подпись инициалы, фамилия

«___» _____ 20___ г.

АКТ
00.00.0000.№ _____
приемочных испытаний

наименование и условное обозначение продукции

место составления акта

Основание: _____

программа приемочных испытаний (план, договор и т.д.)

Составлен комиссией в составе:

Председатель _____

инициалы, фамилия, должность

Члены комиссии:

инициалы, фамилия, должность

инициалы, фамилия, должность

Присутствовали: (при необходимости)

инициалы, фамилия, должность

инициалы, фамилия, должность

В период с _____ по _____ комиссия, назначенная _____, _____

основание

провела приемочные испытания опытного образца _____

наименование

Приемочной комиссией установлено:

соответствие продукции требованиям безопасности

оценка технического уровня продукции

Выводы и предложения:

1. _____

Составлен в _____ экземплярах и направлен:

Первый экземпляр – _____

Второй экземпляр – _____ (и т.д.)

Приложение: _____ на _____ л. в _____ экз. (при необходимости)

наименование

Члены комиссии:

личная подпись инициалы, фамилия

личная подпись инициалы, фамилия

Присутствовали (при необходимости)

личная подпись инициалы, фамилия

Приложение 4

Форма

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер

структурное подразделение

подпись, инициалы, фамилия

« ____ » _____ 20 ____ г.

ПРОГРАММА

проведения эксплуатационных испытаний

наименование объекта испытания на объектах ОАО «Сургутнефтегаз»

* Примечание: состав разделов программы эксплуатационных испытаний аналогичен составу программы приемочных испытаний (приложение 2).

Приложение 5

Форма

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер

структурное подразделение

подпись инициалы, фамилия

«____» _____ 20____ г.

АКТ
00.00.0000.№_____
эксплуатационных испытаний

наименование и условное обозначение продукции

место составления акта

Основание: _____
программа эксплуатационных испытаний (план, договор и т.д.)

Составлен комиссией в составе:

Председатель _____
инициалы, фамилия, должность

Члены комиссии:

инициалы, фамилия, должность

инициалы, фамилия, должность

Присутствовали: (при необходимости)

инициалы, фамилия, должность

инициалы, фамилия, должность

В период с _____ по _____ комиссия, назначенная _____,
основание

провела эксплуатационные испытания опытного образца _____
наименование

Комиссией установлено:

соответствие технических характеристик продукции условиям эксплуатации в Обществе

оценка технического уровня продукции

Выводы и предложения:

1. _____

Составлен в _____ экземплярах и направлен:

Первый экземпляр – _____

Второй экземпляр – _____ (и т.д.)

Приложение: _____ на _____ л. в _____ экз. (при необходимости)

наименование

Члены комиссии:

личная подпись, инициалы, фамилия

личная подпись, инициалы, фамилия

Присутствовали (при необходимости)

личная подпись, инициалы, фамилия

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕДОБЫЧИ

12.1.	Общие сведения	428
12.2.	Электрооборудование	428
12.3.	Работа грузоподъемных механизмов в охранной зоне	431
12.4.	Электрооборудование взрывопожароопасных объектов	434
12.5.	Молниезащита	439
12.6.	Теплотехника	441
12.7.	Энергосбережение и энергоэффективность	442

12. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕДОБЫЧИ

12.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

ОАО «Сургутнефтегаз» располагает мощным энергетическим комплексом, в целом образуя собственную энергосистему. Энергосистема компании состоит из объектов генерации (выработки) электроэнергии, распределительных сетей и объектов потребления электроэнергии. Основными потребителями электроэнергии являются объекты нефтедобычи, сбора, подготовки и переработкипутного нефтяного газа. Кроме собственной вырабатываемой электроэнергии большая часть поступает из энергосистемы ОАО «Тюменьэнерго», представителем которой в нашем регионе являются «Сургутские электрические сети».

Передача электроэнергии осуществляется по воздушным линиям электропередачи напряжением 110–220 кВ через понизительные подстанции 220 кВ ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Западной Сибири, понизительные подстанции 110/35/6 кВ Сургутских электрических сетей и ОАО «Сургутнефтегаз». Распределение электроэнергии производится через понизительные подстанции 35/6 кВ ОАО «Сургутнефтегаз» и далее передается по воздушным линиям электропередачи напряжением 6(10) кВ до производственных объектов ОАО «Сургутнефтегаз».

12.2. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

На объектах ОАО «Сургутнефтегаз» в эксплуатации находится современное электрооборудование и электрические сети:

- воздушные линии электропередачи напряжением от 0,4 до 110 кВ;
- кабельные линии электропередачи напряжением от 0,4 до 10 кВ;
- трансформаторные подстанции напряжением 220/6 (10) кВ, 110/35/6 кВ; 35/6 (10) кВ;
- распределительные устройства, распределительные пункты напряжением 6 (10) кВ; однострансформаторные КТП 6 (10)/0,4 кВ;
- двухтрансформаторные подстанции 6 (10)/0,4 кВ;
- газотурбинные, газопоршневые, дизельные электростанции и т.д.

Находящиеся в эксплуатации воздушные линии электропередачи выполнены на железобетонных, стальных и деревянных опорах. В верхней части опор воздушные линии электропередачи в зависимости от конструктивного исполнения крепятся при помощи цепной арматуры изоляторы и неизолированный провод. В зависимости от напряжения воздушные линии электропередачи применяются штыревые или подвесные изоляторы, изготовленные из стекла, фарфора или полимеров. Штыревые изоляторы применяются при напряжении от 0,4 до 6 (10) кВ, при напряжении от 6 (10) до 35 кВ применяются как штыревые, так и подвесные изоляторы. В зависимости от напряжения воздушные линии электропередачи подвесные изоляторы из стекла и фарфора собираются в гирлянды. Количество изо-

ляторов в гирлянде на воздушные линии электропередачи напряжением 35 кВ составляет не менее 3 штук, на воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ – не менее 7 штук.

Электроснабжение площадочных объектов ДНС и КНС осуществляется от трансформаторных подстанций напряжением 35/6 кВ и распределительных устройств 6 кВ. Электрическая связь между подстанцией 35/6 кВ и распределительным устройством 6 кВ выполнена высоковольтными кабельными линиями, проложенными по металлическим конструкциям производственных корпусов, кабельным эстакадам, встречаются также проложенные в земляных траншеях.

Электроэнергия на объекты добычи поступает от трансформаторных подстанций по воздушным линиям электропередачи напряжением 6(10) кВ, на комплектные трансформаторные подстанции наружной установки 6/0,4 кВ (далее – КТПН) с трансформаторами мощностью 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630 кВА, расположенные на территории кустов скважин. Напряжение на станцию управления (СУ) электродвигателя (далее – ЭД) насосной установки потребителя подается по кабельной линии напряжением 0,4 кВ, проложенной по кабельной эстакаде. Кабельная линия подключается к автоматическому выключателю, расположенному в КТПН.

Для привода нефтепромыслового оборудования применяются ЭД в широком перечне наименований, исполнений и с различными характеристиками. Основными техническими показателями ЭД являются: мощность, напряжение, число оборотов. Управление ЭД выполняется пусковой и коммутационной аппаратурой, защита ЭД от повреждений и не нормальных режимов работы осуществляется автоматическими выключателями, электронными блоками защит. Для защиты высоковольтного электрооборудования применяются устройства релейной защиты и автоматики (далее – РЗА). Устройства РЗА обеспечивают защиту электрооборудования трансформаторных подстанций, трансформаторов, высоковольтных электродвигателей, линий электропередачи воздушных (кабельных) и другого оборудования от перегрузки, короткого замыкания, снижения частоты в сети, снижения напряжения.

Для ЭД напряжением 0,4 кВ при мощности до 50 кВт в качестве коммутационной пусковой аппаратуры применяются электромагнитные пускатели. При большей мощности применяются электромагнитные или вакуумные контакторы. В качестве коммутационной аппаратуры для высоковольтных ЭД напряжением 6 кВ применяются масляные и вакуумные выключатели напряжением 6 кВ. При необходимости регулирования скорости вращения электродвигателей в технологическом процессе и в целях энергосбережения применяют станции управления с частотным регулированием электропривода. Коммутационная и защитная аппаратура ЭД, как правило, размещается в отдельных специальных помещениях: для высоковольтных ЭД – в распределительных устройствах напряжением 6 кВ, для ЭД 0,4 кВ – на панелях НКУ, ЩСУ КТП.

В процессе эксплуатации электроустановок могут возникнуть различные неисправности в работе электрооборудования. Наиболее частыми причинами возникновения этих неисправностей являются:

– обрывы провода, старение изоляции, прохождение повышенных токов, вибрации и коррозии;

– значительное увеличение сопротивления электрических цепей по сравнению с номинальным значением, вызываемое старением электрооборудования, ухудшением контактов и контактных соединений, отклонением параметров отдельных аппаратов.

При возникновении отклонения в работе электрооборудования необходимо обращать внимание на следующее:

- изменение показаний электроизмерительных приборов – амперметров, вольтметров – от номинальных значений;
- появление дыма или огня в электроустановках;
- резкое увеличение вибрации подшипников электродвигателя;
- усиление нагрева подшипников электродвигателя или его корпуса;
- появление ненормального стука при работе электродвигателя;
- усиленный, неравномерный шум в трансформаторе;
- течь масла из трансформатора;
- усиленный нагрев электропроводок, кабелей;
- значительные колебания напряжения в осветительной сети;
- обрыв провода на ВЛ с падением на землю;
- большое провисание провода между опорами ВЛ;
- электрические разряды на изоляторах ВЛ и в электроустановках.

При обнаружении обслуживающим персоналом неисправностей и отклонений в работе электрооборудования (электродвигателей, систем освещения и т.д.), необходимо произвести их отключение, если эти действия отражены в производственной инструкции, и сообщить дежурному персоналу сетевого района УЭСХ (УЭХ) НГДУ или диспетчеру ПДС УЭСХ (УЭХ) НГДУ о возникшей ситуации для принятия мер. В ходе выполнения своих должностных обязанностей технологическому персоналу запрещается проникать внутрь электроустановок.

Технологический персонал цеха (операторы и другие работники) должны проходить периодический инструктаж, проверку знаний межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (ПОТРМ) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей профессии, после работнику присваивается группа по электробезопасности I.

Электротехнологический персонал, у которого в управляемом им технологическом процессе основной составляющей является электрическая энергия (электросварка, электродуговые печи, электролиз и т.д.), использующий в работе ручные электрические машины, переносной электроинструмент и светильники, и другие работники (начальники, мастера, технологи цехов добычи и т.д.), для которых должностной инструкцией или инструкцией по охране труда установлено знание межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (ПОТРМ), ежегодно проходит проверку знаний ПОТРМ и других нормативных документов в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии. После аттестации электротехнологическому персоналу присваивается группа по электробезопасности

II, или более высокая, и выдается удостоверение установленной формы, в которое вносятся результаты проверки знаний.

Для обеспечения безопасной эксплуатации электроустановок руководство предприятия назначает приказом по предприятию лицо из числа административно-технических работников, ответственное за электрохозяйство. Как правило, это главный инженер УЭСХ (УЭХ) или главный энергетик структурного подразделения. Кроме того, в каждом подразделении предприятия назначается ответственный за электрохозяйство сетевого района, участка или цеха.

К эксплуатации электроустановок допускается электротехнический персонал – профессионально подготовленный, обученный и прошедший проверку знаний межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (ПОТРМ) и правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП). К электротехническому персоналу относятся административно-технический, оперативный, оперативно-ремонтный, ремонтный персонал, осуществляющий монтаж, наладку, техническое обслуживание и ремонт, управление режимом работы электроустановок. Эксплуатацию электрооборудования и электрических сетей выполняет электротехнический персонал УЭСХ (УЭХ) НГДУ.

12.3. РАБОТА ГРУЗОПОДЪЕМНЫХ МЕХАНИЗМОВ В ОХРАННОЙ ЗОНЕ

В целях обеспечения сохранности электрических сетей напряжением до 1000 В устанавливаются охранные зоны вдоль воздушных линий электропередачи (за исключением ответвлений к вводам в здания) в виде участка земли, ограниченного параллельными прямыми, отстоящими от проекций крайних проводов на поверхность земли (при неотклоненном их положении) на 2 м с каждой стороны. Охранные зоны электрических сетей напряжением свыше 1000 В устанавливаются вдоль воздушных линий электропередачи в виде земельного участка и воздушного пространства, ограниченных вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны от линии от крайних проводов при неотклоненном их положении. Расстояния от крайних проводов в зависимости от напряжения линии приведены в таблице 1.

Таблица 1

Напряжение, кВ	Расстояние от крайнего провода (включительно), м
От 1 до 20	10
35	15
110	20
150–220	25
330–500	30
750	40

В пределах охранных зон линий электропередачи без письменного разрешения организации, эксплуатирующей эти линии, запрещается:

- осуществлять строительные, монтажные, взрывные, поливочные, погрузочно-разгрузочные работы;
- устраивать проезды для машин и механизмов, имеющих общую высоту с грузом и без груза от поверхности дороги более 4,5 м, и стоянки автомобильного транспорта, машин и механизмов;
- производить земляные работы на глубине более 0,3 м и планировку грунта при помощи бульдозеров, экскаваторов и других землеройных машин.

Предприятия и организации, производящие взрывные, строительные, монтажные и другие работы, которые могут вызвать повреждение электрических сетей, обязаны не позднее, чем за 3 дня до начала выполнения работ согласовать их проведение с организацией, эксплуатирующей электрические сети, и принять меры по обеспечению сохранности этих сетей.

Строительно-монтажные работы в охранных зонах воздушных линий при наличии письменного разрешения организации-владельца линии следует осуществлять под непосредственным руководством должностного работника, ответственного за безопасное производство указанных работ с обязательным оформлением наряда-допуска. Наряд-допуск подписывают главный инженер и лицо, ответственное за электрохозяйство строительной организации, производящей работы. Последний несет ответственность за выполнение необходимых мер электробезопасности.

Работе строительных машин в охранных зонах воздушных линий электропередачи должно предшествовать снятие напряжения с линий по согласованию с ее владельцем.

При проезде под воздушными линиями электропередачи подъемные и выдвижные части грузоподъемных машин и механизмов должны находиться в транспортном положении. Допускается в пределах рабочего места перемещение грузоподъемных машин по ровной площадке с поднятым рабочим органом без груза и людей на подъемной или выдвижной части, если такое перемещение разрешается по заводской инструкции и при этом не требуется проезжать под неотключенными шинами и проводами воздушных линий.

Под воздушными линиями автомобили, грузоподъемные машины и механизмы должны проезжать в местах наименьшего провеса проводов (у опор).

Установка и работа стреловых грузоподъемных механизмов непосредственно под проводами воздушных линий, находящимися под напряжением, запрещается.

Устанавливать грузоподъемную машину (механизмы) на выносные опоры и переводить ее рабочий орган из транспортного положения в рабочее должен управляющий ею машинист. Запрещается привлекать для этих целей других работников. При проезде, установке и работе автомобилей, грузоподъемных машин и механизмов расстояния от подъемных, выдвижных частей, стропов, грузозахватных приспособлений, грузов до токоведущих частей, находящихся под напряжением, должно быть не менее величин, указанных в таблице 2.

Таблица 2

Напряжение, кВ	Расстояние от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении, м
До 1	1,5
От 1 до 20	2,0
35-110	4,0
150-220	5,0
330	6,0
От 500 до 750	9,0

У телескопических вышек и гидроподъемников перед началом работы должны быть проверены в действии выдвижная и подъемные части, а у телескопических вышек, кроме того, подъемная часть должна быть установлена вертикально и зафиксирована в таком положении.

При всех работах в охранной зоне воздушных линий автомобили, грузоподъемные машины и механизмы на пневмоколесном ходу должны быть заземлены.

Запрещается прикасаться к корпусу автомобиля (грузоподъемной машины, механизма) и проводить какие-либо перемещения их рабочих органов, грузозахватных приспособлений и опорных деталей до установки переносного заземления.

Грузоподъемные машины и механизмы на гусеничном ходу при установке непосредственно на грунте заземлять не требуется.

При работах с телескопической вышки (гидроподъемника) должна быть зрительная связь между находящимся в корзине (люльке) членом бригады и водителем. При отсутствии такой связи у вышки должен находиться человек, передающий водителю команды о подъеме или спуске корзины. В случае соприкосновения стрелы крана или корзины (люльки) подъемного механизма с токоведущими частями, находящимися под напряжением, машинист должен принять меры к быстрейшему разрыву возникшего контакта и отведению подвижной части механизма от токоведущих частей.

В целях защиты от напряжения шага запрещается спускаться с механизма (машины) на землю или подниматься на него, а также прикасаться к нему, стоя на земле, когда механизм остается под напряжением.

Машинист обязан предупредить окружающих работников о том, что механизм находится под напряжением.

В случае загорания автомобиля, грузоподъемной машины или механизма, находящихся под напряжением, водитель (машинист) должен спрыгнуть на землю, соединив ноги и не прикасаясь руками к машине. Затем следует удалиться от машины на расстояние не менее 8 м, передвигая ступни по земле и не отрывая их одну от другой.

Запрещается установка стреловых самоходных кранов за пределами охранной зоны на расстоянии ближе 30 м от ЛЭП без наряда-допуска, определяющего безопасные условия такой работы. В этом случае выдача разрешения на работу организацией, эксплуатирующей линию электропередачи, не требуется.

При выполнении работ кранами вблизи ЛЭП (ближе 30 м) необходимо согласовывать проект производства работ грузоподъемными кранами (ППРк) с владельцем ЛЭП.

Организации, производящие земляные работы, при обнаружении кабеля, не указанного в технической документации на производство этих работ, обязаны немедленно прекратить работы, принять меры к сохранности кабеля и сообщить об этом организации, эксплуатирующей электрические сети.

Работы под напряжением должны производиться с предварительным уведомлением дежурного диспетчера УЭСХ (УЭХ), осуществляющего управление данной ЛЭП.

12.4. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ВЗРЫВОПОЖАРООПАСНЫХ ОБЪЕКТОВ

Предприятия нефтегазодобывающей промышленности относятся к взрывоопасным производствам. Все электротехническое оборудование, устанавливаемое во взрывоопасной зоне, в том числе оборудование систем безопасности – пожарной сигнализации и автоматики, охранной сигнализации, оповещения, видеонаблюдения и т.д. должно быть выполнено в специальном взрывозащищенном исполнении, т.е. само не должно являться источником воспламенения или взрыва. В настоящее время глава 7 Правил устройства электроустановок (ПУЭ), является основополагающей в теории взрывозащищенного электрооборудования.

Определения согласно ПУЭ

Взрывоопасная зона – помещение или ограниченное пространство в помещении или наружной установке, в котором имеются или могут образоваться взрывоопасные смеси.

Взрывозащищенное электрооборудование – электрооборудование, в котором предусмотрены конструктивные меры по устранению или затруднению возможности воспламенения окружающей его взрывоопасной среды вследствие эксплуатации этого электрооборудования.

Взрывозащищенное электрооборудование подразделяется по уровням и видам взрывозащиты, группам и температурным классам.

Установлены следующие уровни взрывозащиты электрооборудования: «электрооборудование повышенной надежности против взрыва», «взрывобезопасное электрооборудование» и «особо взрывобезопасное электрооборудование».

Уровень «электрооборудование повышенной надежности против взрыва» – взрывозащищенное электрооборудование, в котором взрывозащита обеспечивается только в признанном нормальном режиме работы. Знак уровня – 2.

Уровень «взрывобезопасное электрооборудование» – взрывозащищенное электрооборудование, в котором взрывозащита обеспечивается как при нормальном режиме работы, так и при признанных вероятных повреждениях, определяемых условиями эксплуатации, кроме повреждений средств взрывозащиты. Знак уровня – 1.

Уровень «особо взрывобезопасное электрооборудование» – взрыво-

защищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрыво-безопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты. Знак уровня – О.

Взрывозащищенное электрооборудование может иметь следующие виды взрывозащиты (специальные меры, предусмотренные в электрооборудовании с целью предотвращения воспламенения окружающей взрывоопасной газовой среды):

- взрывонепроницаемая оболочка d;
- заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением p;
- кварцевое заполнение оболочки q;
- масляное заполнение оболочки o;
- защита вида e;
- искробезопасная электрическая цепь i;
- герметизация компаундом m;
- защита вида n;
- специальный вид взрывозащиты s.

Взрывозащищенное электрооборудование в зависимости от области применения подразделяется на две группы:

- рудничное, предназначенное для подземных выработок шахт и рудников – знак группы I;
- для внутренней и наружной установки (кроме рудничного) – знак группы II.

Электрооборудование группы II, имеющее виды взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» и (или) «искробезопасная электрическая цепь», подразделяется на три подгруппы, соответствующие категориям взрывоопасных смесей.

Знак группы электрооборудования	II			
Знак подгруппы электрооборудования	– *	IIA	IIB	IIC

* Знак II применяется для электрооборудования, не подразделяющегося на подгруппы.

Также электрооборудование группы II в зависимости от значения предельной температуры подразделяется на шесть температурных классов, соответствующих группам взрывоопасных смесей.

Знак температурного класса электрооборудования	T1	T2	T3	T4	T5	T6
Предельная температура, °C	450	300	200	135	100	85

Конкретному виду взрывозащищенного электротехнического оборудования всегда присваивается маркировка взрывозащиты. В эту маркировку в указанной ниже последовательности входят:

- знак уровня взрывозащиты электрооборудования (2, 1, 0);
- знак Ex, указывающий на соответствие электрооборудования стандартам на взрывозащищенное электрооборудование. (Ex – от английского explosion – взрыв);

- знак вида взрывозащиты (d, p, q, o, e, l, m, n, s);
- знак группы или подгруппы электрооборудования (II, IIA, IIB, IIC);
- знак температурного класса электрооборудования (T1, T2, T3, T4, T5, T6).

В маркировке по взрывозащите могут иметь место дополнительные знаки и надписи в соответствии со стандартами на электрооборудование с отдельными видами взрывозащиты.

Взрывоопасная зона – помещение или ограниченное пространство в помещении или наружной установке, в котором имеются или могут образоваться взрывоопасные смеси. Классификация взрывоопасных зон.

Зоны класса В-I – зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие газы или пары ЛВЖ в таком количестве и с такими свойствами, что они могут образовать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы, например, при загрузке или разгрузке технологических аппаратов, хранении или переливании ЛВЖ, находящихся в открытых емкостях, и т.п.

Зоны класса В-Ia – зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих газов (независимо от нижнего концентрационного предела воспламенения) или паров ЛВЖ с воздухом не образуются, а возможны только в результате аварий или неисправностей.

Зоны класса В-Iб – зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих газов или паров ЛВЖ с воздухом не образуются, а возможны только в результате аварий или неисправностей.

Зоны класса В-II – зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются переходящие во взвешенное состояние горючие пыли или волокна в таком количестве и с такими свойствами, что они способны образовать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы (например, при загрузке и разгрузке технологических аппаратов).

Зоны класса В-IIa – зоны, расположенные в помещениях, в которых опасные состояния не имеют места при нормальной эксплуатации, а возможны только в результате аварий или неисправностей.

Взрывоопасные зоны в помещениях нефтенасосных, насосных реакторов, установок закачки метанола и т.п. относятся к зонам класса В-1а и характеризуются тем, что взрывоопасные смеси в них могут образоваться только в результате аварий или неисправностей. Зоны класса В-1г – это пространства у наружных установок. В наших условиях это устья нефтегазодобывающих скважин, закрытые технологические аппараты, содержащие горючие газы или легковоспламеняющиеся жидкости.

К монтажу и эксплуатации во взрывоопасных зонах допускается электрооборудование, соответствующее классу зоны, а также категории и группе взрывоопасной смеси, создающейся (присутствующей) в технологическом процессе.

Запрещается эксплуатировать во взрывоопасных зонах электрооборудование, изготовленное собственными силами или неспециализированными организациями, если на него не получено письменное разрешение испытательной или контрольной организации.

Взрывозащищенное электрооборудование должно иметь маркировку взрывозащиты (электрооборудование без маркировки взрывозащиты не может рассматриваться как взрывозащищенное).

Включать в работу взрывозащищенное электрооборудование необходимо в порядке, изложенном в инструкциях заводов-изготовителей.

На взрывозащищенное электрооборудование должны быть заведены паспорта индивидуальной эксплуатации, например, в виде отдельных карт, в которых наряду с паспортными данными должны отмечаться результаты ремонтов, профилактических испытаний и измерений параметров взрывозащиты (ширина и длина щели, величина избыточного давления и т.д.), аварии, дефекты. Эксплуатационные паспорта (карты) утверждаются лицом, ответственным за электрохозяйство предприятия.

Работы на электрооборудовании во взрывоопасных зонах производят только при наличии письменного разрешения (наряда) руководителя объекта, на котором будут производиться работы; разрешение согласовывается с главным энергетиком, технологом и представителем пожарной охраны.

Работы производят лица не моложе 18 лет, имеющие квалификацию электромонтажника не ниже третьего разряда, прошедшие проверку знаний по правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП) и межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (ПОТРМ) и имеющие соответствующее удостоверение установленного образца.

Во взрывоопасных установках **запрещается:**

- ремонтировать электрооборудование и сети, находящиеся под напряжением;
- эксплуатировать электрооборудование при неисправном защитном заземлении, неисправной блокировке крышек аппаратов, неисправной блокировке пуска машин с видом взрывозащиты «продуваемое под избыточным давлением», нарушении взрывозащищенности оболочек;
- вскрывать оболочку взрывозащищенного электрооборудования, если его токоведущие части находятся под напряжением;
- включать автоматически отключившуюся электроустановку без выяснения и устранения причин ее отключения;
- перегружать сверх номинальных параметров взрывозащищенное электрооборудование, провода и кабели;
- подключать к источникам питания искробезопасных приборов другие аппараты и цепи, которые не входят в комплект данного прибора;
- оставлять открытыми настежь двери помещений и тамбуров, отделяющих взрывоопасные помещения от других взрывоопасных и невзрывоопасных помещений;
- заменять лампы во взрывозащищенных светильниках другими видами ламп или лампами большей мощности, чем те, на которые рассчитаны светильники;
- включать электроустановки без наличия аппаратов, отключающих защищаемую электрическую цепь при не нормальных режимах;
- заменять защиту (тепловые элементы, предохранители, расцепители) электрооборудования другими видами защиты или защитой с другими номи-

нальными параметрами, на которые данное электрооборудование рассчитано;

- работа электрооборудования с заниженным уровнем масла;
- работа электрооборудования с видом взрывозащиты “продуваемое под избыточным давлением” с давлением ниже величин, указанных в точках контроля давления согласно инструкции по монтажу и эксплуатации;
- закрашивать паспортные таблички (знаки взрывозащиты, предупредительные надписи должны периодически восстанавливаться – как правило, красной краской).

При эксплуатации электроустановок во взрывоопасных зонах необходимо соблюдать следующие правила безопасности.

Перед осмотром, ремонтом, чисткой технологического оборудования отключают подачу электроэнергии к электроприемникам, а на пусковые устройства вывешивают плакаты: «Не включать, работают люди».

Для технологического оборудования с вращающимися устройствами обеспечивают видимый разрыв цепи питания электроприемников.

На работах, связанных с опасностью поражения электрическим током, применяют защитные средства согласно требованиям ПТЭЭП и ПОТРМ.

При работах в электроустановках необходимо не допускать около щитов и сборок наличия легковоспламеняющихся и горючих веществ.

При загазованности помещения, вызванной аварией, нарушением технологического режима работы или другой причиной, необходимо принять меры, предусмотренные специальной аварийной инструкцией для данного производства.

Электрооборудование, установленное в помещении, где произошла авария, связанная с выделением пыли в окружающее пространство, должно включаться в работу только после ликвидации последствий аварии и тщательной уборки пыли как в помещении, так и на электрооборудовании.

Для выполнения работ во взрывоопасных зонах необходимо применять взрывозащищенные переносные светильники напряжением не более 12 В, защищенные металлической сеткой.

При производстве монтажных и наладочных работ необходимо пользоваться исправным, проверенным инструментом. Во избежание искрения при работах с дыропробивным инструментом его острие смазывают солидолом; ударный инструмент применяют с медными или латунными насадками.

В ходе эксплуатации взрывозащищенного электрооборудования необходимо уделять внимание:

- заземлению электродвигателей, кабелей, технологического оборудования;
- герметизации кабельных вводов при помощи эластичных уплотнительных колец, сальников или герметиков;
- наличию всех предусмотренных конструкцией крепежных деталей, крепежные детали должны быть ввинчены на полную длину резьбы;
- наличию, целостности стеклянных колпаков светильников, отсутствию на них сколов; стеклянные колпаки должны быть вкручены до упора; корпуса светильников должны плотно крепиться на трубных вводах; наружный конец вала с вентилятором для охлаждения электродвигателя должен закрываться кожухом.

12.5. МОЛНИЕЗАЩИТА

Производственные, жилые и общественные здания и сооружения в зависимости от их назначения, конструктивного исполнения, географического местоположения, связанного с интенсивностью грозовой деятельности и ожидаемого количества поражения их молнией, должны быть обеспечены молниезащитой.

Устройство молниезащиты – это комплекс технических решений и специальных приспособлений, обеспечивающих безопасность людей, сохранность зданий и сооружений, оборудования и материалов от прямых ударов молнии, электромагнитной и электростатической индукции, а также от заноса высоких потенциалов через металлические конструкции и коммуникации. Он включает в себя отдельно стоящие молниеотводы или молниеотводы, установленные на защищаемом объекте.

Отдельно стоящий молниеотвод – молниеприемники и токоотводы которого расположены таким образом, чтобы путь тока молнии не имел контакта с защищаемым объектом.

Молниеотвод, установленный на защищаемом объекте, – молниеприемники и токоотводы которого расположены таким образом, что часть тока молнии может растекаться через защищаемый объект или его заземлитель.

Молниеприемник – часть молниеотвода, предназначенная для перехвата молний.

Токоотвод (спуск) – часть молниеотвода, предназначенная для отвода тока молнии от молниеприемника к заземлителю.

Заземляющее устройство – совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлитель – проводящая часть или совокупность соединенных между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте с землей непосредственно или через проводящую среду.

Искусственный заземлитель – заземлитель, специально выполняемый для целей заземления.

Заземление – преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством.

Эксплуатационно-техническая документация

Комплект эксплуатационно-технической документации по устройству молниезащиты должен находиться на рабочем месте у лица, ответственного за безопасную эксплуатацию устройств молниезащиты и содержать:

- пояснительную записку к проектной документации;
- схемы устройства молниезащиты;
- рабочие чертежи конструкций молниеотводов, отдельно стоящих молниеотводов;
- приемо-сдаточную документацию (акты приемки в эксплуатацию устройств молниезащиты вместе с приложениями: актами на скрытые работы и актами испытаний устройств молниезащиты);
- паспорт заземляющего устройства.

Распределение обязанностей персонала при эксплуатации устройств молниезащиты и защиты от статического электричества зданий, сооружений и промышленных объектов (за исключением молниезащиты электроустановок)

Технологический персонал зданий, сооружений и промышленных объектов:

- обеспечивает безопасную эксплуатацию и исправное техническое состояние устройств молниезащиты и заземляющих устройств;
- разрабатывает и утверждает следующие документы согласно действующим нормам и правилам: перечни заземляющих устройств; график визуального осмотра видимой части заземляющего устройства; графики осмотра элементов устройства молниезащиты перед наступлением грозового сезона;
- разрабатывает и согласовывает с электротехническим персоналом график осмотра заземляющего устройства с выборочным вскрытием грунта;
- обеспечивает своевременное заполнение эксплуатационно-технической документации по устройству молниезащиты, наличие в ней протоколов испытаний и измерений, актов осмотра заземляющего устройства со вскрытием грунта;
- обеспечивает своевременную подачу заявок в управление электро-сетевого хозяйства на внеплановые испытания и измерения электрических величин устройств молниезащиты и заземляющих устройств в случае их ремонта или реконструкции;
- производит плановые и внеплановые осмотры состояния видимой части заземляющего устройства и молниеприемников с записью в паспорт;
- обеспечивает подготовку объектов, организацию и проведение работ по вскрытию грунта, ремонтных работ;
- производит вскрытие грунта и обеспечивает своевременное уведомление электротехнического персонала;
- производит восполнение уровня грунта;
- выполняет техническое обслуживание и ремонт устройств молниезащиты, ремонт повреждений в установленном нормативными документами сроки;
- производит замену элементов устройств молниезащиты при их разрушении и выбраковке;
- выполняет покраску в черный цвет токоотводов, находящихся на поверхности, обозначения мест присоединения к заземляющему устройству и защиту от коррозии молниеприемников;
- обеспечивает своевременное нанесение соответствующих надписей, обозначений на молниеприемниках, заземляющих устройствах и контролируют их состояние.

Электротехнический персонал:

- составляет график проведения испытаний и измерений электрических величин устройств молниезащиты и заземляющих устройств;
- направляет всех прибывших на объект для выполнения работ, специалистов и рабочих – на прохождение инструктажей;
- проводит испытания и измерения электрических величин устройств молниезащиты и заземляющих устройств;

- принимает участие в комиссии по проверке устройств молниезащиты;
- производит визуальные осмотры и инструментальные замеры сечения элементов заземляющего устройства при выборочных вскрытиях грунта, при необходимости привлекаются специалисты лаборатории неразрушающего контроля;

- вносит в паспорта заземляющих устройств отметки о проведенных испытаниях и измерениях сопротивлений всех заземлителей.

При эксплуатации устройств молниезащиты необходимо уделить особое внимание:

- недопущению производства любых видов работ на устройствах молниезащиты и приближения персонала к молниеотводам во время грозы ближе, чем на 4 м;

- надежному соединению молниеприемников с токоотводами и заземлителем в грозовой период;

- осмотрам и устранению повреждений после каждой грозы или сильного ветра.

12.6. ТЕПЛОТЕХНИКА

Для безаварийной работы предприятий нефтегазодобывающей промышленности необходима надежная и эффективная система теплоснабжения объектов нефтегазодобычи, поддержание которой в работоспособном состоянии зависит от действий обслуживающего персонала и своевременного оповещения диспетчерских служб об отклонениях от режима теплоснабжения, инцидентах и авариях.

Для обеспечения безопасной эксплуатации тепловых энергоустановок руководство предприятия назначает из числа инженерно-технических работников приказом по предприятию лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок, имеющее соответствующее обучение и практический опыт. Инженерно-технические работники, принимающие непосредственное участие в эксплуатации тепловых энергоустановок, а также лица, являющиеся ответственными за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок, подвергаются проверке знаний правил и инструкций перед назначением их на должность и периодически (не реже 1 раза в год). На предприятиях, имеющих тепловые сети, на видном месте вывешиваются схемы трубопроводов тепловых сетей и тепловых пунктов с отключающей арматурой, оборудованием. Инструкции по пуску, обслуживанию и ремонту тепловых энергоустановок должны находиться на рабочих местах обслуживающего персонала.

Теплоснабжение объектов нефтегазодобычи осуществляется от котельных, утилизационных теплообменников, допуск в помещения которых осуществляется только с разрешения администрации и в сопровождении лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию.

Запрещается хранить в помещениях котельных и тепловых пунктов материалы и оборудование.

При текущей эксплуатации тепловых сетей должна быть обеспечена надежность теплоснабжения потребителей, подача теплоносителя с расходом

и параметрами в соответствии с температурным графиком и перепадом давления на вводе. Необходимо также следить за отсутствием разбора воды из трубопроводов тепловых сетей; своевременно удалять воздух из трубопроводов через воздушники; немедленно устранять утечки теплоносителя; выявлять и восстанавливать разрушенную тепловую изоляцию и антикоррозионное покрытие. Для выполнения вышеуказанных мероприятий регулярно согласно графику проводится обход трубопроводов тепловых сетей и тепловых пунктов не реже 1 раза в неделю. Результаты осмотра заносятся в журнал обхода и осмотра тепловых сетей.

При прекращении циркуляции теплоносителя в трубопроводах тепловых сетей, либо снижении температуры теплоносителя до критических значений решение по отключению потребителей и спуск воды из тепловых сетей принимает технический руководитель предприятия по согласованию с энергоснабжающей организацией.

Ремонтные работы на тепловых энергоустановках должны проводиться по распоряжению или наряду-допуску. На предприятии должен быть ремонтный журнал, в который за подписью лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок, вносятся сведения о выполненных ремонтных работах, не связанных со сваркой. Сведения о ремонтных работах, связанных со сваркой, заносятся в паспорт тепловой энергоустановки. Находящиеся в эксплуатации тепловые сети подвергаются гидравлическим испытаниям (опрессовке) ежегодно, для выявления дефектов – не позже чем через две недели после окончания отопительного сезона. По результатам испытаний оформляется акт установленной формы.

В процессе работы тепловых сетей на внутренней поверхности трубопроводов образуются отложения; они удаляются с помощью гидропневматической промывки, которая проводится в летний период.

Заполнение, промывка, включение циркуляции, прогрев и другие операции по пуску водяных тепловых сетей должны производиться в соответствии с инструкцией, в которой приведены необходимые меры безопасности персонала. Участки трубопровода тепловых сетей, включаемого в действующую сеть, должны заполняться через обратную линию. Повышение температуры в тепловой сети должно осуществляться постепенно и равномерно со скоростью, не превышающей 30 °С/ч. Заполнение тепловой сети водой с температурой выше 70 °С не допускается.

12.7. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Затраты на электроэнергию составляют значительную часть себестоимости нефти, и снижение потребления электроэнергии увеличивает рентабельность эксплуатации месторождений. Освоение энергосберегающих технологий и оборудования является не только внутренней задачей ОАО «Сургутнефтегаз», но и обязательным требованием вышедшего Федерального закона от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

В области энергосбережения ОАО «Сургутнефтегаз» ежегодно формирует программу и внедряет мероприятия, направленные на снижение потребления энергоресурсов и повышение энергоэффективности производства по всем направлениям деятельности.

В области повышения нефтеотдачи месторождений внедряются следующие мероприятия, позволяющие увеличить добычу нефти и при этом снизить потребление электроэнергии:

- зарезка боковых стволов (ЗБС);
- гидравлический разрыв нефтеносного пласта (ГРП);
- обработка призабойной зоны пласта с использованием химических реагентов (ОПЗ).

В области закачки воды в пласт ежегодно внедряются мероприятия, направленные на снижение давления в системе водоводов и повышения КПД насосных агрегатов:

- снижение гидравлического сопротивления трубопроводной системы;
- реконструкция обвязок площадок КНС; модернизация насосных агрегатов собственными силами;
- оптимизация напорных характеристик насосов;
- ограничение работы агрегатов КНС в часы контролируемых часов максимума электрических нагрузок.

В области подготовки и транспортировки нефти внедряются мероприятия, направленные на снижение объемов перекачки подтоварной воды и снижения давлений в нефтепроводах, а также на увеличение энергоэффективности работы насосного оборудования:

- внедрение установок предварительного отделения воды от нефти на территории месторождений;
- снижение гидравлического сопротивления нефтепроводов;
- оптимизация работы насосного оборудования;
- внедрение частотно-регулируемого привода на объектах подготовки и транспорта нефти.

В области транспортировки газа внедряются мероприятия, направленные на увеличение КПД компрессорного оборудования и снижения давления в газопроводах:

- оптимизация работы системы газосбора и магистральных газопроводов;
- модернизация компрессорных станций;
- применение частотно-регулируемого привода.

В области энергетики внедряются мероприятия, направленные на выработку электроэнергии собственными электростанциями, на снижение потерь электроэнергии в сетях электроснабжения, а также на снижение затрат на электро- и теплообогрев и освещение:

- строительство ГТЭС;
- снижение потерь электроэнергии в распределительных сетях;
- автоматическое регулирование возбуждения синхронных электродвигателей;
- автоматизация режимов работы электрообогрева; внедрение энергоэффективных источников освещения;

– внедрение современных счетчиков; внедрение регулируемых конденсаторных установок.

В области капитального строительства зданий внедряется энергоэффективное оборудование, позволяющее снизить затраты на электро и теплообогрев и освещение:

- применение систем газолучистого обогрева зданий;
- применение рекуператоров тепла в системах вентиляции и кондиционирования воздуха;
- строительство зданий с показателем энергоэффективности класса А;
- применение современных систем управления электро- и теплопотреблением.

Одним из самых энергозатратных направлений деятельности является механизированная добыча нефти. Потребление электроэнергии по данному направлению составляет около 60% от общего потребления по Обществу.

Для снижения потребления в области механизированной добычи нефти должны применяться следующие мероприятия, которые снижают удельный расход электроэнергии на добычу 1 тонны жидкости.

Вывод из эксплуатации скважин с выработанными запасами и ограничение притока воды в скважины снижает затраты энергии на нерациональную добычу жидкости, подготовку нефти, перекачку подтоварной воды и закачку воды в пласт.

Работа насоса вне номинальных параметров ведет к повышенному потреблению электроэнергии. Необходимо производить подбор напорно-расходных характеристик насоса, спускаемого в скважину, в соответствии с дебетом скважины и динамическим уровнем, что позволяет снизить удельную норму потребления электроэнергии за счет увеличения КПД насосного агрегата и снижения давления на выкиде насоса. Использование насосов с негерметичными обратными клапанами приводит к нерациональным затратам электроэнергии на повторный подъем жидкости на поверхность при исчезновении напряжения, особенно актуально это для скважин, работающих в периодическом режиме. Перевод ЭЦН на работу в периодический режим при невозможности вывода скважины на режим после ремонта, с точки зрения энергосбережения, предпочтительнее, чем штуцирование скважины на выкиде, так как при штуцировании увеличивается давление на выкиде насоса и, соответственно, снижается его энергоэффективность.

Внедрение вентильных электродвигателей и частотных преобразователей на УЭЦН, как и оптимизация работы погружных установок, позволяет снизить удельную норму потребления электроэнергии за счет увеличения КПД насосных агрегатов и снижения давления на выкиде насоса.

С целью снижения гидравлических сопротивлений нефтепроводов необходимо периодически проводить очистку скважин и нефтепроводов от парафиновых отложений.

Применение данных мероприятий позволит снизить затраты на механизированную добычу нефти и, соответственно, увеличить рентабельность производства.

МЕХАНИКА, НЕФТЕПРОМЫСЛОВЕ ОБОРУДОВАНИЕ

13.1.	Насосы, насосные установки для нефтегазовой промышленности	446
13.1.1.	Поршневые насосы	447
13.1.2.	Роторные насосы	457
13.2.	Трубопроводная арматура	475
13.2.1.	Основные термины и определения по трубопроводной арматуре	475
13.2.2.	Запорная арматура	480
13.2.3.	Техобслуживание и ремонт трубопроводной арматуры	528
13.3.	Оборудование для эксплуатации скважин.	
	Конструкция и обозначения обсадных труб нефтяного сортамента	532
13.3.1.	Колонные головки.	
	Назначение и конструкция колонных головок	533
13.3.2.	Фонтанная арматура	537
13.3.3.	Скважинные штанговые насосы	548
13.3.3.	Насосно-компрессорные трубы	560
13.3.4.	Насосные штанги	564
13.3.5.	Станки-качалки.	
	Основные типы балансирных станков-качалок	570
13.3.6.	Регламент организации производства работ по эксплуатации и ремонту	583
13.4.	Автоматизированные групповые замерные установки «спутник»	599
13.4.1.	Емкость сепарационная ТУ 39-1571-91	600
13.4.2.	Переключатели скважин многоходовые ПСМ ТУ 4315-031-00135786-2001	602
13.4.3.	Заслонка КЭ-00-00 ТУ 39/5-03 Н-001-77	603
13.4.4.	Привод гидравлический ГП-1М ТУ 39-00135786-068-92	603
13.4.5.	Регулятор расхода ТУ 4315-029-004145746-2001	604
13.4.6.	Счетчики жидкости турбинные ТОР 1-50, ТОР ТУ 4213-024-00135786-2003	605
13.4.7.	Компрессоры	606

13. МЕХАНИКА, НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

13.1. НАСОСЫ, НАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Технические характеристики насосов для нефтегазовой промышленности

Насос – это гидравлическая машина, предназначенная для преобразования механической энергии двигателя, приводящего его в действие, в гидравлическую энергию перекачиваемой жидкости.

Основные характеристики насосов

Мощность – отношение работы, затраченной насосом на перемещение жидкой среды, к промежутку времени, в течение которого она совершена.

КПД – отношение полезно используемой энергии жидкой среды к суммарному количеству энергии, переданной этой среде.

Подача – характеризуется объемом жидкости, подаваемой насосом в напорный трубопровод в единицу времени, и измеряется обычно в м³/ч, л/ч, м³/сут.

Напор – представляет собой приращение удельной энергии жидкости на участке от входа в насос до выхода. Выраженный в метрах напор насоса определяет высоту подъема перекачиваемой жидкости и измеряется в метрах вод. столба, МПа.

Характеристика насоса – графическая зависимость основных технических показателей от давления (для объемных насосов) или от подачи (для динамических) при постоянных значениях частоты вращения, вязкости и плотности жидкой среды на входе в насос.

Рабочая часть характеристики – зона, в пределах которой рекомендуется эксплуатация насоса.

Насосы объемного действия

Объемные насосы применяют для извлечения из скважин нефти, перекачивания нефти по трубопроводам, подачи в скважины различных реагентов. Помимо этого насосы объемного действия применяют при промывке и обработке скважин, гидравлическом разрыве пласта, т.е. тогда, когда необходимо перекачивать сравнительно небольшой объем жидкости, содержащий абразивную взвесь, растворенный газ, химически активные компоненты.

Основные особенности объемных насосов следующие:

- наличие рабочих камер (полостей), периодически сообщающихся с всасывающим и нагнетательным патрубками;
- нагнетательный патрубок геометрически изолирован от всасывающего;
- подача перекачиваемой жидкости неравномерная;

- количество жидкости, подаваемой насосом, не зависит от развиваемого давления;
- максимальный развиваемый напор теоретически не ограничен и определяется мощностью двигателя, прочностью деталей насоса и нагнетательного трубопровода.

Поршневые насосы

В поршневом насосе, перекачивающем жидкость, происходит поочередное заполнение жидкостью рабочих камер и ее вытеснение в результате, соответственно, увеличения или уменьшения их объема. Поршневые насосы состоят из механической и гидравлической частей.

Роторные насосы

Роторными насосами называются гидравлические машины, работающие, как и поршневые насосы, по принципу вытеснения жидкости. В роторных насосах отделение напорной линии от всасывающей происходит путем одновременного замыкания трех основных частей насоса: статора (неподвижной части), ротора и замыкателей (или вытеснителей). При этом вытеснителями могут быть шестерни, винты, поршеньки, пластинки, которые, вращаясь вместе с валом или ротором, вытесняют жидкость, поступающую в насос, в нагнетательную линию. Роторные насосы не нуждаются в клапанах.

Дозировочные насосы

Дозировочные насосы предназначены для объемного напорного непрерывного дозирования чистых жидкостей (химических реагентов) для деэмульсации пластовой жидкости, предотвращения отложения парафина и солей в насосно-компрессорных трубах и промысловых коллекторах, для подачи добавок в воду, закачиваемую в нагнетательные скважины.

13.1.1. Поршневые насосы

13.1.1.1. Технические характеристики поршневых насосов

Классификация поршневых насосов

Поршневые насосы классифицируются по способу приведения в действие, по роду органа, вытесняющего жидкость, по способу действия.

Принцип работы поршневого насоса

В поршневом насосе, перекачивающем жидкость, происходит поочередное заполнение жидкостью рабочих камер и ее вытеснение в результате, соответственно, увеличения или уменьшения их объема. Поршневые насосы состоят из механической и гидравлической частей.

Средняя подача поршневых насосов всех типов

Подачей насоса называется количество жидкости, нагнетаемое насосом за единицу времени. Средняя теоретическая подача поршневого насоса определяется суммой объемов, описываемых поршнями, в единицу времени.

Работа насоса

При ходе всасывания в нормально работающем насосе жидкость следует за поршнем «без отрыва». На жидкость во всасывающем трубопроводе должно действовать давление, преодолевающее:

- а) давление, обусловленное геометрической высотой всасывания h , на которую необходимо поднять жидкость, равное $\rho \cdot g \cdot h_s$;
- б) давление, обусловленное геометрическим сопротивлением всасывающего трубопровода и приемного фильтра, равное $P_{\omega s}$;
- в) давление, обусловленное инерцией жидкости во всасывающем трубопроводе и цилиндре насоса, равное p_{is} ;
- г) остаточное давление в полости цилиндра p_B ;
- д) давление, обусловленное гидравлическим сопротивлением клапана, равное p_K .

Мощность и КПД поршневого насоса

Для определения мощности приводного двигателя необходимо учесть КПД насоса:

$$\eta = Nr/N$$

КПД насоса определяется произведением значений механического и гидравлического КПД.

Конструкция поршневого насоса

Поршневые насосы применяются при капитальном ремонте скважин для обеспечения циркуляции промывочной жидкости при бурении вторых стволов, разбуривании пробок и т. д. Поршневые насосы состоят из механической и гидравлической частей. Механическая часть служит для передачи механической энергии от двигателя (ДВС либо электродвигатель) к поршням, движущимся возвратно-поступательно.

13.1.1.2. Эксплуатация поршневых насосов**Установка насоса**

При установке насоса необходимо придерживаться следующих основных правил.

- 1) Трубопроводы, как всасывающий, так и напорный, не должны иметь резких поворотов. Количество запорных устройств и колен, установленных на трубопроводах, должно быть минимальным.
- 2) Всасывающий трубопровод должен быть по возможности коротким и проложен с подъемом по направлению к насосу во избежание образования воздушных мешков.
- 3) При возможности засорения всасываемой жидкости в начале всасывающего трубопровода необходимо установить фильтр.
- 4) При работе насоса с подпором в начале всасывающего трубопровода необходимо установить задвижку.
- 5) Соединения всасывающего трубопровода должны быть герметичными.
- 6) На напорном трубопроводе непосредственно у насоса должна быть установлена задвижка.

7) На всасывающем и напорном трубопроводах возможно ближе к насосу должны быть установлены воздушные колпаки и предусмотрено устройство для пополнения напорного колпака сжатым воздухом.

8) В соответствующих местах насоса или на всасывающей и напорной трубах непосредственно у насоса должны быть установлены вакуумметр и манометр.

Пуск насоса

При пуске насоса необходимо придерживаться следующих основных правил.

1) Новый насос следует очистить керосином от консервирующей смазки. Вся система смазки должна быть очищена и заполнена маслом; места трения необходимо смазать. Нужно вручную повернуть шкив насоса так, чтобы поршни беспрепятственно прошли оба крайние положения в цилиндрах, и убедиться в том, что насос собран правильно и в цилиндрах нет посторонних предметов.

2) Если насос должен работать при значительной высоте всасывания (более 4 м), а рабочие камеры гидравлической части пусты, то их, а также всасывающий трубопровод при наличии на нем приемного клапана следует заполнить перекачиваемой жидкостью. При отсутствии приемного клапана необходимо установить вакуум-насос для отсасывания воздуха из рабочих камер и всасывающего трубопровода.

3) Задвижки на напорном и всасывающем трубопроводах должны быть полностью открыты.

4) Двигатель запускают, если это возможно, при пониженном числе оборотов, которое постепенно доводят до нормального. Если такой способ пуска невозможен, то на период пуска посредством обводной линии и задвижки жидкость перепускают из напорной линии во всасывающий трубопровод или приемный резервуар. Убедившись в нормальной работе насоса, задвижку на обводной линии постепенно перекрывают и по достижении нужного напора открывают задвижку на напорной линии, а на обводной – закрывают.

Работа насоса

При работе насоса необходимо соблюдать следующие основные условия.

1) Следить за показаниями манометров, вакуумметров и других измерительных приборов.

2) Следить за исправной работой смазочных приборов и устройств и пополнять расход масла.

3) Поддерживать нормальный запас сжатого воздуха в напорных воздушных колпаках, который должен занимать приблизительно 2/3 объема колпака.

4) Следить за состоянием уплотнений сальников и плотностью соединений гидравлической части.

5) При внезапном изменении режима работы, появлении стуков, чрезмерном нагреве движущихся частей насос следует остановить,

выяснить причины ненормальности и устранить их. Снижение подачи насоса может произойти при засорении сетки приемного трубопровода, повреждении всасывающего или нагнетательного клапана, проникании воздуха через сальник гидравлической части. Подача может снизиться при сработке поршневых колец, износе цилиндровых втулок. Причинами появления стука в насосе могут быть нарушение высоты подъема клапана, ослабление гайки, затягивающей поршень на штоке, попадание в цилиндр постороннего предмета, избыток воздуха в нагнетательном колпаке.

6) Через каждые 500–1 000 часов работы в зависимости от условий эксплуатации следует проводить текущий ремонт. При этом нужно осмотреть и устранить обнаруженные дефекты клапанов, поршневых колец, сальниковых набивок, деталей приводного механизма, подтянуть все болтовые соединения.

Через каждые 4 000–5 000 часов работы рекомендуется разобрать насос, осмотреть все детали, заменить все изношенные, устранить замеченные неисправности.

13.1.1.3. Классификация поршневых насосов

Поршневые насосы классифицируются по нескольким признакам.

По способу приведения в действие:

- приводные, в которых поршень приводится в движение шатунно-кривошипным механизмом от отдельно расположенного двигателя, присоединенного к насосу при помощи той или иной передачи;
- прямого действия, в которых возвратно-поступательное движение поршня насоса обеспечивается от гидравлического (пневматического) цилиндра, представляющих вместе с насосом один агрегат;
- ручные.

По роду органа, вытесняющего жидкость:

- поршневые, имеющие поршень в форме диска;
- плунжерные, поршень которых выполнен в виде длинного цилиндра (плунжера);
- диафрагменные, в которых объем рабочей камеры образован стенками клапанной коробки и перемещающейся диафрагмой. В зависимости от конструкции диафрагма может быть пассивной или активной.

По способу действия:

- одинарного действия;
- двойного действия;
- дифференциальные.

По расположению цилиндра:

- горизонтальные;
- вертикальные.

По числу цилиндров:

- одноцилиндровые;
- двухцилиндровые;
- трехцилиндровые;
- многоцилиндровые.

По роду перекачиваемой жидкости:

- обыкновенные;
- горячие (для перекачки горячих жидкостей);
- буровые (для перекачки промывочных растворов при бурении скважин и др.);
- специальные (кислотные и др.).

По быстроходности рабочего органа:

- тихоходные, с числом двойных ходов поршня (плунжера) в минуту 40–80;
- средней быстроходности, с числом двойных ходов поршня (плунжера) в минуту 80–150;
- быстроходные, с числом двойных ходов поршня (плунжера) в минуту 150–350.

По развиваемому давлению:

- малого давления $P < 1$ МПа;
- среднего давления $P = 1–10$ МПа;
- высокого давления $P > 10$ МПа.

По подаче:

- малые, диаметр поршня $D < 50$ мм;
- средние, диаметр поршня $D = 50–150$ мм;
- большие, диаметр поршня $D > 150$ мм.

Поршневые насосы с нечетным количеством цилиндров более совершенны, так как обеспечивают более равномерную подачу жидкости. Увеличение числа цилиндров больше трех нерационально, поскольку достигаемый эффект незначителен, а конструкция насоса резко усложняется.

13.1.1.4. Мощность и КПД поршневого насоса**Определение мощности поршневого насоса**

Для определения мощности приводного двигателя необходимо учесть КПД насоса:

$$\eta = N_r / N$$

КПД насоса определяется произведением значений механического и гидравлического КПД.

Гидравлический КПД определяется как:

$$\eta_r = h_M / h_p$$

где

h_M – манометрический напор;

h_i – индикаторный напор.

Механический КПД может быть представлен в виде:

$$\eta_M = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \eta_4,$$

где

η_1 – КПД подшипников валов (0,98–0,99);

- η_2 – КПД зубчатой передачи (0,98–0,99);
 η_3 – КПД кривошипно-шатунного механизма (0,95);
 η_4 – КПД поршней и сальников (0,92).

Таким образом, мощность, необходимая для приведения насоса в действие:

$$N = Q \cdot \rho \cdot g \cdot H / \eta_r \cdot \eta_m,$$

где

Q – фактическая подача насоса;

H – полная высота подъема жидкости.

Двигатель насоса необходимо выбирать с учетом возможных перегрузок, а также КПД передачи η_n :

$$N_{дв} = j \cdot \frac{N}{\eta_n},$$

где

φ – коэффициент запаса (для больших насосов $\varphi = 1,1$ – $1,15$, для малых насосов $\varphi = 1,2$ – $1,5$);

η_n – КПД передачи между двигателем и насосом (для клиноременной передачи он равен 0,92, для цепной – 0,98).

13.1.1.5. Конструкция поршневого бурового насоса

Основные узлы и детали насоса

Поршневые насосы применяются при капитальном ремонте скважин для обеспечения циркуляции промывочной жидкости при бурении вторых стволов, разбуривании пробок и т.д. Поршневые насосы состоят из *механической* и *гидравлической частей*. Механическая часть служит для передачи механической энергии от двигателя (ДВС либо электродвигатель) к поршням, движущимся возвратно-поступательно.

Гидравлическая часть служит для преобразования механической энергии поршней в гидравлическую энергию перекачиваемой жидкости и для придания жидкости необходимого направления.

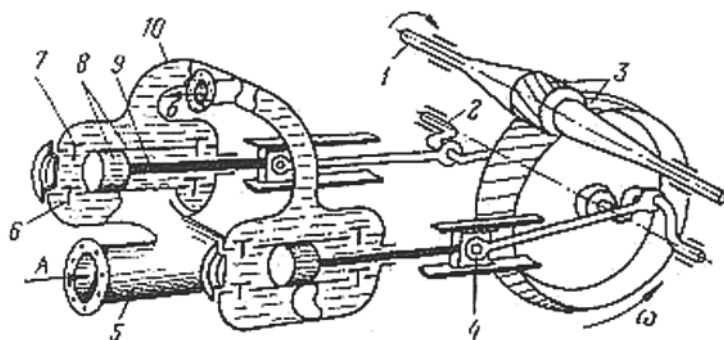


Рис. 1. Поршневой насос

Наиболее широко применяются поршневые приводные насосы с двумя цилиндрами двухстороннего действия или с тремя плунжерами одинарного действия, с кривошипно-шатунным механизмом и зубчатым редуктором.

Приводная часть насоса (рис. 1) состоит из ведущего вала (1), получающего вращающий момент от двигателя, соединенного с ним клиноременной или цепной передачей. Ведущий вал связан с коренным валом (2) зубчатым редуктором (3). Коренной вал с кривошипно-шатунным механизмом (4) преобразует вращательное движение вала в возвратно-поступательное движение ползуна. Приводная часть размещается в закрытом корпусе, предотвращающем попадание влаги и абразива в масляный картер.

Для предотвращения попадания бурового раствора в картер штоки поршней соединяют не непосредственно с кресткопфом, а через дополнительный шток, соединенный со штоком цилиндра посредством специального отбойника. Он предотвращает попадание бурового раствора, выливающегося через уплотнение штока в приводную часть.

Гидравлическая часть насоса состоит из приемного коллектора (5), клапанный-распределительного механизма, включающего всасывающие (6) и нагнетательные (7) клапаны, цилиндропоршневой группы (8), включающей цилиндрическую втулку, поршень, его шток (9) с уплотнением, нагнетательный коллектор (10).

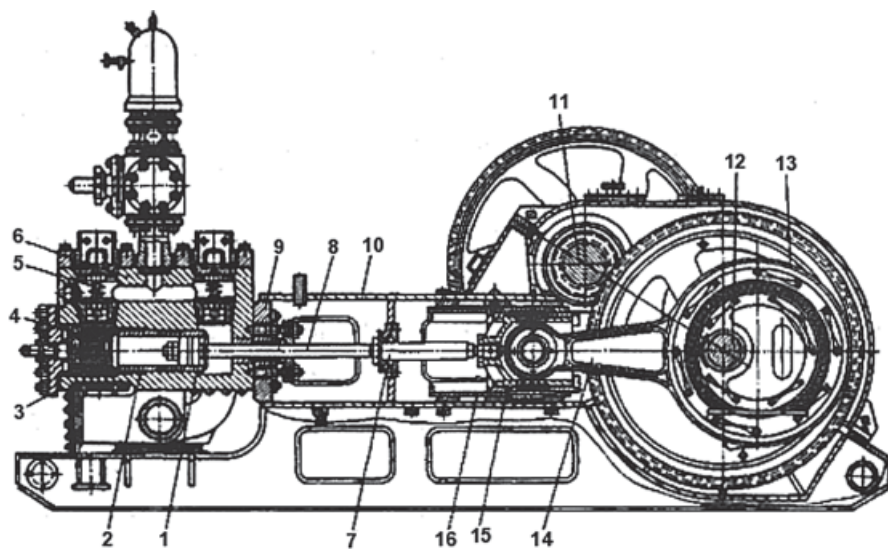


Рис. 2. Буровой насос У8-7М:

- 1 – поршень; 2 – цилиндрическая втулка; 3 – крышка цилиндра; 4 – упорный стакан;
5 – нагнетательный клапан; 6 – корпус клапанной коробки; 7 – надставка штока;
8 – шток; 9 – сальниковое уплотнение штока; 10 – корпус насоса;
11 – трансмиссионный вал; 12 – коренной вал; 13 – ведомая головка шатуна;
14 – шатун; 15 – ползун; 16 – направляющие ползуна

При проводке глубоких скважин применяют насосы У8-6М, У8-7М (рис. 6). Буровые насосы У8-6М и У8-7М – горизонтальные, поршневые, двухцилиндровые, двойного действия – состоят из гидравлической и приводной частей, смонтированных на общей раме. Гидравлическая часть насоса У8-6М состоит из следующих основных узлов: двух литых стальных гидравлических коробок, соединенных между собой снизу приемной коробкой, а сверху – корпусом блока пневмокомпенсаторов.

На приемной коробке установлен всасывающий воздушный колпак. Приемная коробка насоса соединяет всасываемую трубу с всасывающими клапанами. Внутри гидравлических коробок устанавливают сменные цилиндрические втулки, внутренний диаметр которых выбирают в зависимости от требуемого давления и подачи насоса. Наружные размеры всех втулок одинаковы.

Гидравлическая часть поршневого бурового насоса состоит из корпусных деталей постоянного применения, ресурс которых равен ресурсу всего насоса в целом, и сменных деталей с ресурсом около 100 ч, в зависимости от условий работы. К числу быстроизнашивающихся сменных деталей поршневого насоса относятся цилиндры, поршни (плунжеры), клапаны и сальниковые уплотнения.

Клапанная коробка

Клапанная коробка относится к гидравлической части насоса. В ней размещены рабочие камеры насоса и клапаны; ее также называют цилиндром насоса. Большей частью клапанную коробку выполняют отдельно от станины. В многоцилиндровых насосах клапанные коробки изготавливают отдельно друг от друга или в общем блоке.

В зависимости от рабочего давления, температуры и коррозионных свойств перекачиваемой жидкости клапанные коробки изготавливают литыми из чугуна или стали (углеродистой, нержавеющей). Для высоких давлений клапанные коробки выполняют коваными, например, у насосов для гидроразрыва пласта (на 50–70 МПа).

У насосов, перекачивающих загрязненные жидкости (содержащие песок), как, например, буровых или промывочных, рабочая поверхность клапанной коробки (цилиндра), по которой перемещается поршень, быстро изнашивается. Поэтому для таких насосов применяют сменные цилиндрические втулки, внутренняя поверхность которых обрабатывается по высокому классу точности и подвергается термохимической обработке для увеличения износостойкости. У насосов, перекачивающих щелочные и химически разъедающие жидкости, рабочие поверхности защищают специальными облицовками.

Поршни

Поршни изготавливают из чугуна, а для высоких давлений – из стали. Для уплотнения поршня в цилиндре используют кожу, резину, металл и другие предметы. Кожа и резина хорошо работают при перекачке холодных загрязненных жидкостей. Так, у насосов, перекачивающих под значительным давлением жидкость, содержащую абразивные частицы (песок), поршни снабжают резиновыми самоуплотняющимися манжетами (рис. 3).



Рис. 3. Поршень с резиновыми самоуплотняющимися манжетами:

1 – резина; 2 – сердечник

Иногда манжеты закрепляют на металлическом корпусе, и они являются сменными; в других конструкциях резиновые манжеты вулканизируют, соединяя с сердечником, и при износе заменяют весь поршень. Поршни насосов, перекачивающих нефтепродукты, снабжают чугунными пружинящими уплотняющими кольцами (рис. 4).

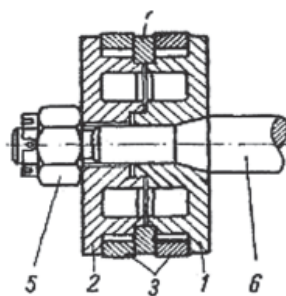


Рис. 4. Поршень с пружинящими кольцами:

1 – корпус; 2 – крышка; 3 – уплотнительные кольца; 4 – дистанционное кольцо;
5 – гайка; 6 – шток

Плунжеры

Плунжеры изготавливают из чугуна или стали. Плунжеры небольшого диаметра делают сплошными, а плунжеры диаметром более 100 мм – в виде полого стакана. В насосе плунжер передвигается в короткой втулке и в набивке уплотняющего сальника.

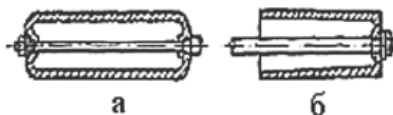


Рис. 5. Плунжеры:

а – закрытого типа; б – открытого типа

Сальники

Сальники устанавливают в месте прохода штока или плунжера через стенку цилиндра для предотвращения утечки жидкости. Фонарь сальника выполняют в виде кольца с радиальными отверстиями для подачи и отвода смазывающей жидкости.

Нормального уплотнения можно достигнуть только при аккуратно уложенной и затянутой набивке. Шток должен быть ровным и с очень гладкой поверхностью. Сальник требует большого внимания при работе насоса, так как он может оказаться источником потерь перекачиваемой жидкости и загрязнения помещения насосной, а также причиной пожаров при перекачке легковоспламеняющейся жидкости.

Для набивки сальника применяют асбестовый шнур, кожаные или резиновые манжеты, металлические кольца – в зависимости от рода перекачиваемой жидкости, ее температуры и давления.

Клапаны

Клапаны предназначены для периодического разобщения рабочей камеры насоса от пространства всасывания и нагнетания, при этом обеспечивается движение жидкости в одном определенном направлении.

Клапан – один из важнейших узлов, дефекты в работе которого сильно отражаются на подаче и надежности работы насоса.

Клапаны, устанавливаемые на всасывающей и нагнетательной частях насоса, обычно выполняются одинаковыми. По принципу действия они подразделяются на самодействующие (автоматические) и принудительного действия. Самодействующие клапаны открываются посредством давления жидкости на их нижнюю поверхность, а закрываются под действием собственного веса или совместного действия веса и давления пружины. Клапаны принудительного действия приводятся в движение от вала насоса через передаточный механизм. Самодействующие клапаны в зависимости от рода движения подразделяются на подъемные и откидные, или шарнирные. Подъемные клапаны, в свою очередь, выполняются тарельчатыми (рис. 6), кольцевыми и шаровыми.

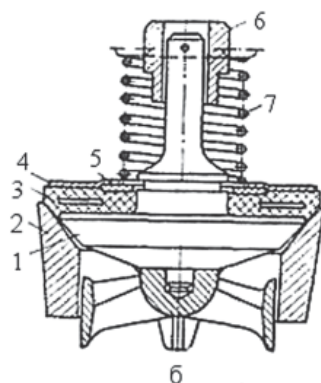


Рис. 6. Тарельчатый клапан:

1 – тарелка; 2 – седло; 3 – резиновое уплотняющее кольцо; 4 – нажимная шайба;
5 – замковая шайба; 6 – втулка; 7 – пружина

Применение клапанов того или иного типа зависит главным образом от рода перекачиваемой жидкости и числа ходов поршня.

Наибольшее распространение в нефтяной промышленности получили насосы, снабженные тарельчатыми и шаровыми клапанами, причем последние применяют преимущественно в скважинных насосах.

13.1.2. Роторные насосы.

Технические характеристики роторных насосов

Роторными насосами называются гидравлические машины, работающие, как и поршневые насосы, по принципу вытеснения жидкости.

В роторных насосах отделение напорной линии от всасывающей происходит путем одновременного замыкания трех основных частей насоса: статора (неподвижной части), ротора и замыкателей (или вытеснителей). При этом вытеснителями могут быть шестерни, винты, поршеньки, пластинки, которые, вращаясь вместе с валом или ротором, вытесняют жидкость, поступающую в насос, в нагнетательную линию. Роторные насосы не нуждаются в клапанах.

Благодаря поочередному и непрерывному следованию одного вытеснителя за другим подача роторного насоса отличается большой равномерностью. К основным преимуществам роторных насосов, кроме того, относятся сравнительно небольшие габариты и вес, простота конструкции и изготовления, способность работать при большом числе оборотов, благодаря чему возможно непосредственное соединение с электродвигателем, малая зависимость давления от подачи. Эти насосы находят применение в основном для перекачки вязких жидкостей и используются в качестве масляных, топливных, перекачивающих насосов и насосов для различных систем управления и автоматики.

По виду вытеснителей роторные насосы могут быть:

- шестеренными;
- винтовыми;
- пластинчатыми;
- дозировочными;
- динамическими;
- центробежными.

13.1.2.1. Шестеренные насосы

Шестеренный насос состоит из двух находящихся в зацеплении шестерен, помещенных в плотно охватывающий их корпус (рис. 7).

Корпус имеет приемный (А) и нагнетательный (В) патрубки; приемный патрубок расположен со стороны выхода зубьев шестерен из зацепления, а нагнетательный – на стороне входа их в зацепление.

Принцип действия насоса заключается в засасывании жидкости в межзубовые впадины, освобождаемые зубьями, выходящими из зацепления, и в вытеснении этой жидкости зубьями, входящими в зацепление. Жидкость, попавшая во впадину со стороны всасывающей полости, переносится в камеру нагнетания. Процессы всасывания и нагнетания происходят непрерывно в течение полного оборота шестерен. Находящиеся в зацеплении

зубья шестерен представляют собой подвижное уплотнение, разделяющее полости всасывания и нагнетания.

В шестеренных насосах применяют главным образом зубья с эвольвентным профилем, который нечувствителен к изменению расстояния между осями шестерен и прост в изготовлении.

С достаточной для практики точностью подачу насоса (в м³/с) можно определить по формуле:

$$Q = \frac{2 \cdot p \cdot D_n \cdot m \cdot b \cdot n \cdot \eta_v}{60},$$

где

D_n – диаметр начальной окружности шестерен в м;

m – модуль зацепления в м;

b – ширина шестерен в м;

n – число оборотов шестерен в минуту;

η_v – объемный КПД, учитывающий утечки.

Величина η_v находится в пределах 0,7–0,9, численное значение механического КПД находится в пределах 0,8–0,95.

Шестерни насоса обычно исполняют одинакового диаметра с числом зубьев 8–12. Шестерни выполняют прямозубыми, косозубыми и шевронными. Насосы применяют для подач 0,2–40 м³/час и напоров до 2–3 МПа. Шестеренные насосы применяют в гидросистемах агрегатов для подземного ремонта скважин, как топливные – в депарафинизационных агрегатах, для перекачивания нефтепродуктов без механических примесей: масла,

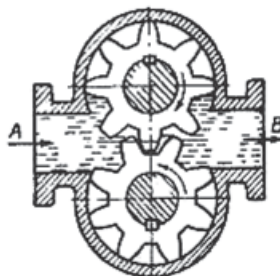


Рис. 7. Схема шестеренного насоса



Рис. 8.

мазута, нефти температурой до 70 °С и дизельного топлива температурой до 40 °С, а также легкозастывающих жидкостей типа парафина и других, обладающих смазывающей способностью.

13.1.2.2. Винтовые насосы.

Технические характеристики винтовых насосов

Винтовые насосы обычно выполняют с одним, двумя, тремя или пятью винтами, при этом один винт ведущий, а остальные ведомые. Винты многовинтовых насосов помещают в плотно охватывающий их кожух. Всасывающую и нагнетательную камеры помещают со стороны торцов винтов.

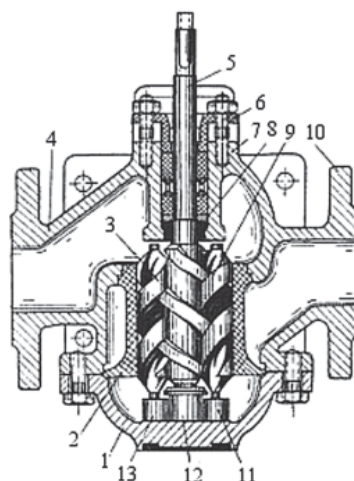


Рис. 9. Устройство винтового насоса:

- 1 – крышка корпуса; 2 – обойма роторов; 3 – ведомый ротор; 4 – нагнетательный патрубок; 5 – ведущий ротор; 6 – нажимная втулка уплотнительного сальника; 7 – корпус; 8 – опорная втулка ведущего ротора; 9 – ведомый ротор; 10 – всасывающий патрубок; 11 и 13 – разгрузочные поршни ведомого ротора; 12 – разгрузочный поршень ведущего ротора

При вращении винтов в раскрывающуюся впадину винтового канала, находящуюся во всасывающей полости, поступает жидкость. При дальнейшем вращении винтов эта впадина замыкается, жидкость, находящаяся в ней, переносится к нагнетательной полости, где впадина размыкается, и жидкость, находящаяся между входящими в зацепление винтами, проталкивается в нагнетательный трубопровод.

Винтовые насосы имеют ряд преимуществ перед шестеренчатыми: меньше габариты и вес, бесшумность работы, отсутствие взбалтывания перекачиваемой жидкости, способность к перекачиванию жидкостей с различной вязкостью, большое допустимое число оборотов. Наибольшее распространение имеют насосы трехвинтовые.

Поверхность корпуса, в котором работают винты, заливают баббитом.

Винты выполняют двухзаходными, а направление винтовой нарезки ведущего винта противоположно ведомым. Передаточное отношение между винтами равно единице. Развиваемый напор пропорционален длине

винтов. Особенность винтовых насосов – возможность превращения их в гидравлические двигатели (турбины) путем подведения к ним жидкости под давлением. КПД винтовых насосов достигает 80–90%, и применяются они для подач 1,5–500 м³/ч при напорах до 17,5 МПа и скоростях вращения до 10 000 об/мин. Подачу двухвинтового насоса с достаточной точностью можно подсчитать по приближенной формуле:

$$Q = \frac{3 \cdot \pi \cdot t \cdot n}{16 \cdot 60} (D^2 - d^2) \text{ м}^3/\text{с},$$

где

D – внешний диаметр винта, м;

d – внутренний диаметр винта, м;

t – шаг винта в м;

n – скорость вращения винта, об/мин.

Подача трехвинтового насоса приблизительно в 1,5 раза больше подачи двухвинтового.

Одновинтовые насосы отличаются простотой конструкции и могут перекачивать загрязненные и вязкие жидкости.

Рабочим органом одновинтового насоса служат однозаходный винт и резиновая обойма, внутренняя полость которой представляет двухзаходную винтовую поверхность с шагом, в 2 раза большим шага винта. При вращении винта между ним и обоймой образуются свободные полости, куда засасывается перекачиваемая жидкость, которая перемещается вдоль оси насоса к полости нагнетания. При этом на всасывающей стороне создается вакуум, под действием которого жидкость всасывается в цилиндр.

Погружные одновинтовые насосы применяются в нефтяной промышленности для откачки высоковязкой нефти из скважин.

13.1.2.3. Пластинчатые (ротационные) насосы.

Технические характеристики пластинчатых (ротационных) насосов

Пластинчатые (ротационные) насосы широко применяют для подачи масел в гидравлических системах машин. Ротор этого насоса имеет радиальные прорезы, в которых расположены легко перемещающиеся рабочие лопатки в виде прямоугольных пластин.

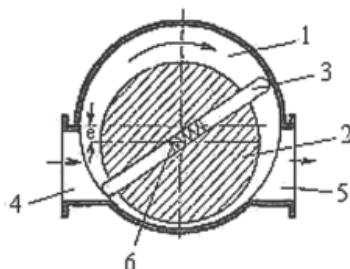


Рис. 10. Схема пластинчатого насоса с эксцентрично расположенным ротором

При вращении ротора пластины прижимаются наружными торцами к внутренней поверхности корпуса, поочередно отсекая объем жидкости в пространстве между лопатками, и вытесняют ее в напорный трубопровод.

Пластины прижимаются к корпусу центробежной силой, пружинами или давлением жидкости, подводимой со стороны оси. Подача насоса определяется формулой:

$$Q = 2 \cdot p \cdot (R - e) \cdot 2 \cdot b \cdot e \cdot \frac{n}{60} \cdot \eta_0,$$

где

R – радиус корпуса;

e – эксцентриситет ротора;

b – ширина лопатки вдоль оси;

n – скорость вращения, об/мин;

η_0 – объемный КПД насоса.

Пластинчатые насосы выполняют для подач 0,3–12 м³/ч, давлений до 7 МПа при скорости вращения до 1 500 об/мин. Снабжая крышки корпуса продолговатыми отверстиями и ползунами, в процессе работы насоса можно изменять величину эксцентриситета – e . Тем самым можно изменять подачу насоса.

13.1.2.4. Дозировочные насосы.

Технические характеристики дозировочных насосов

К специфическим характеристикам дозировочных насосов, помимо всех остальных параметров, характеризующих объемные насосы, относится класс точности дозирования, который определяется наибольшим отклонением фактической подачи эталонной жидкости при номинальном режиме работы насоса, выраженном в процентах от номинальной подачи. Конструкция дозировочного насоса должна позволять плавную регулировку подачи от нуля до максимума без остановки приводного двигателя.

Дозировочные насосы применяются для перекачивания жидкости давлением до 40 МПа в количествах от нескольких литров до нескольких кубических метров в час при точности дозирования порядка 0,1–2,5%. Температура перекачиваемой жидкости определяется стойкостью материала уплотнений и при использовании резиновых и резинотканевых манжет не должна превышать 80 °С, а при использовании фторопласта – 200 °С. Область применения насосов определяется стойкостью материалов, из которых выполнена проточная часть, а также стойкостью материала уплотнений.

Дозировочный насос НД – одноплунжерный, горизонтальный, простого действия, с регулируемой подачей состоит из мотора-редуктора (I), гидроцилиндра (II) и регулирующего механизма (III). Все узлы насоса монтируются на корпусе регулирующего механизма (рис. 11.).

Мотор-редуктор включает в себя приводной двигатель и редуктор, выполненные в одном корпусе. Частота вращения вала 1 мотора-редуктора составляет 85 об/мин. Регулирующий механизм предназначен для преобразования вращательного движения вала в возвратно-поступательное движение плунжера и для изменения длины его хода.

Вал (3) соединен зубчатой муфтой с валом (1) мотора-редуктора. Насаженный на вал (3) кулачок (4) преобразует вращательное движение вала в возвратно-поступательное движение ползуна (5), к которому жестко крепится плунжер (2). Ползун (5) находится в постоянном контакте с кулачком (4) за счет предварительно сжатой пружины (6). Регулирование подачи агрегата достигается изменением длины хода ползуна (5), т.е. в конечном счете, длины хода плунжера за счет изменения зазора 1 между ползуном и упором (7). На упоре (7) предусмотрена резьба, позволяющая ему перемещаться в осевом направлении при вращении колпака регулятора (8). Гидроцилиндр включает в себя корпус, в котором перемещается плунжер. Зазор между ними уплотняется V-образными манжетами (9). Степень поджатия уплотнений регулируется нажимной гайкой, передающей усилие затяжки через нажимной стакан (эти детали на рисунке не показаны). Всасывающий (10) и нагнетательный (11) клапаны – двойные, шариковые. Клапаны закреплены в корпусе цилиндра с помощью специального хомута, позволяющего легко и быстро собирать и разбирать клапаны. Всасывающий и нагнетательный трубопроводы присоединены к ниппелям, крепящимся к штуцеру с помощью накидной гайки.

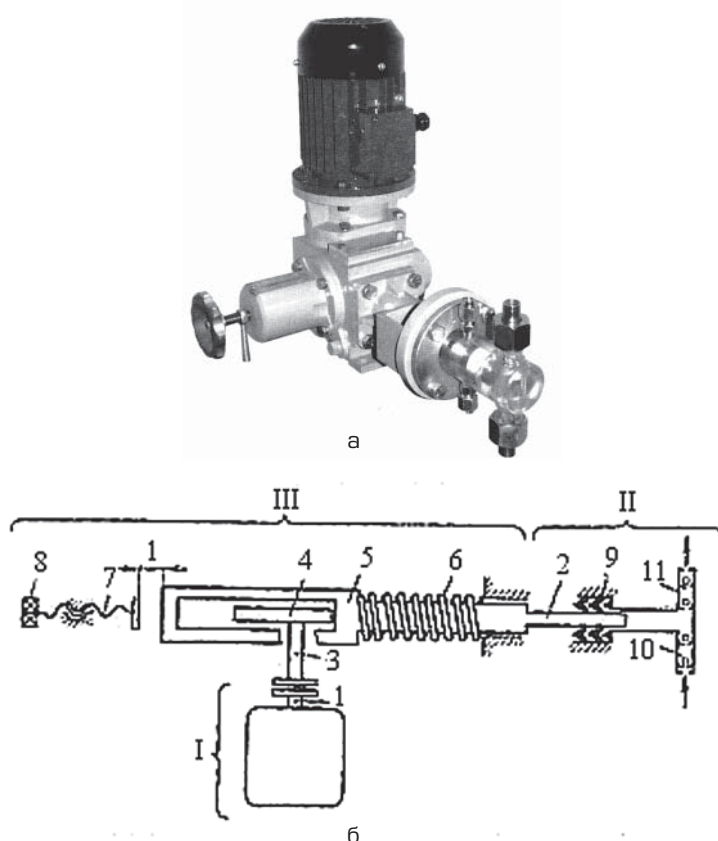


Рис. 11. Дозировочный насос НД.

а – общий вид, б – кинематическая схема

Агрегат работает следующим образом: при вращении вала (1) мотора-редуктора кулачок (4), взаимодействуя с ползуном (5), перемещает плунжер (2), в результате чего происходит ход нагнетания – жидкость из рабочей полости цилиндра выталкивается в нагнетательный трубопровод через клапаны (11). При подходе плунжера к крайнему положению нагнетание заканчивается. Дальнейший поворот кулачка (4) происходит при перемещении плунжера под действием пружины (6), что соответствует ходу всасывания – жидкость из нагнетательного трубопровода через всасывающие клапаны (10) попадает в рабочую полость цилиндра.

Перемещение плунжера (2) и ползуна (5) обусловлено положением упора (7). Если он максимально вывернут из корпуса, то длина хода ползуна будет определяться удвоенным эксцентриситетом кулачка (4). Чем больше упор (7) ввернут в корпус, тем меньше будет перемещение ползуна и тем меньше будет подача насоса. Помимо ручной регулировки подачи конструкция агрегатов предусматривает автоматическую регулировку специальным исполнительным механизмом, устанавливаемым на регулирующий механизм агрегата.

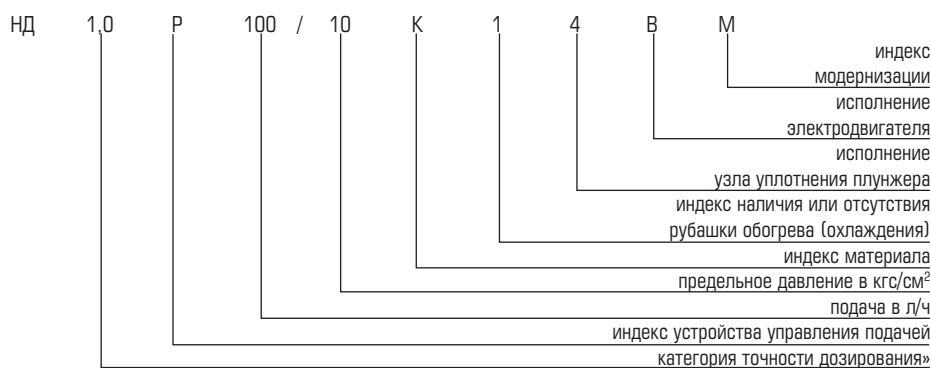


Рис. 12. Структура обозначения дозирующих насосов

13.1.2.5. Динамические насосы.

Технические характеристики динамических насосов

Динамические насосы широко применяются в самых различных технологических процессах, связанных с подъемом пластовой жидкости, воздействием на призабойную зону пласта, транспортированием нефти и воды в системах поддержания пластового давления, в установках подготовки нефти для нефтеперерабатывающих предприятий и др. Наиболее эффективно использование динамических насосов для перемещения значительных объемов жидкости.

13.1.2.6. Центробежный насос.

Схема и принцип действия центробежного насоса

Центробежный насос относится к механизмам, в которых жидкости сообщается кинетическая энергия, впоследствии преобразующаяся в энергию давления.

Центробежный насос в основном состоит из корпуса и рабочего колеса с лопатками, расположенными между двумя дисками. Колесо вращается с большой скоростью и благодаря развивающейся при вращении центробежной силе отбрасывает находящуюся в нем жидкость от центра к периферии. Эта жидкость поступает в пространство нагнетания, а соответствующий объем жидкости поступает из пространства всасывания к центру рабочего колеса. Так осуществляется непрерывный ток жидкости и увеличивается в то же время ее удельная энергия.

В отличие от поршневого центробежный насос не обладает способностью засасывать жидкость в начале своей работы, так как возникающая при вращении колеса насоса центробежная сила вследствие небольшой плотности воздуха относительно жидкости недостаточна для удаления воздуха из насоса и всасывающего трубопровода и создания необходимого разрежения. По этой причине перед пуском насоса всасывающий трубопровод и корпус насоса необходимо заполнить жидкостью.

Подача центробежного насоса

Подача характеризуется объемом жидкости, подаваемой насосом в напорный трубопровод в единицу времени, и измеряется обычно в м³/ч, л/ч, м³/сут.

Мощность, потребляемая лопастным насосом

Полезная мощность лопастного насоса равна

$$N_n = H \cdot g \cdot \rho \cdot Q,$$

где

H – действительный напор;

Q – действительная подача лопастного насоса.

Мощность, потребляемая лопастным насосом, включает потери мощности в насосе и зависит, в частности, от КПД насоса η :

$$N = \frac{N_n}{\eta} = \frac{H \cdot g \cdot \rho \cdot Q}{\eta}.$$

Потери мощности в лопастном насосе складываются из механических потерь, потерь на дисковое трение, объемных и гидравлических потерь.

КПД лопастного насоса

КПД лопастного насоса равен произведению четырех КПД, соответствующих указанным потерям:

$$\eta = \eta_M \cdot \eta_d \cdot \eta_o \cdot \eta_r.$$

Механические потери мощности происходят в местах трения – в опорах (радиальных и осевых), у ступиц рабочих колес, в уплотнениях насоса и

зависят от конкретной конструкции, типоразмера и качества изготовления узла, в котором происходит трение. Механический КПД лопастных насосов изменяется в пределах $\eta_M = 0,9-0,98$.

Потери мощности на дисковое трение происходят в результате взаимодействия потока жидкости с внешними поверхностями дисков рабочих колес, а также разгрузочной пяты. Дисковый КПД лопастных насосов изменяется в пределах $\eta_D = 0,85-0,95$.

Объемные потери мощности обусловлены утечками через уплотнения рабочего колеса в уплотнениях вала насоса, в разгрузочной пяте и т.д. Величина η_O в зависимости от конструкции и размеров насоса изменяется в пределах $0,92-0,98$.

Гидравлические потери мощности происходят в результате преодоления сопротивлений в подводе, рабочем колесе и отводе при движении жидкости через насос. Гидравлический КПД лопастных насосов изменяется в пределах $\eta_r = 0,7-0,95$.

КПД лопастных насосов, с учетом рассмотренных выше механического, дискового, объемного и гидравлического КПД изменяется в пределах $\eta = 0,45-0,86$. Максимальное значение КПД достигает $0,89$ у наиболее мощных нефтяных центробежных магистральных насосов.

В зависимости от изменения величин множителей изменяется и величина общего КПД насоса. Обычно изменение общего КПД изображают кривой $\eta = f(Q)$ в характеристике центробежного насоса.

Работа центробежного насоса

Режим работы насоса с наибольшим КПД называют оптимальным. Область в пределах изменения подачи при небольшом снижении КПД называют рабочей. Насос рекомендуется применять в пределах этих параметров.

Запуск центробежного насоса производится в режиме закрытой задвижки, так как при этом наименьшая мощность потребляемая насосом, а следовательно, и минимальный пусковой ток на обмотке электродвигателя.

Влияние плотности и вязкости перекачиваемой жидкости на работу насоса

Центробежные насосы на нефтяных промыслах применяются для подачи весьма разнообразных по своим физическим показателям жидкостей: сильно минерализованной воды (плотность более $1\,000\text{ кг/м}^3$), сырой нефти и некоторых нефтепродуктов (плотность менее $1\,000\text{ кг/м}^3$), но при этом с большой вязкостью.

Основные технические показатели любого насоса определяются при работе его на воде с плотностью $1\,000\text{ кг/м}^3$ и вязкостью $0,01\text{ см}^2/\text{с}$ и вносятся в техническую документацию на насос. Поэтому при выборе и эксплуатации центробежного насоса необходимо учитывать влияние плотности и вязкости подаваемой жидкости на характеристику насоса.

Полезная мощность насоса и потери мощности (за исключением механических потерь в сальниках и опорах) изменяются с изменением плотности

подаваемой жидкости. С уменьшением плотности жидкости уменьшается полезная мощность, вследствие чего уменьшается и КПД насоса.

Изменение вязкости жидкости влияет в основном на потери мощности, на дисковое трение и гидравлические сопротивления движению потока жидкости и оказывает значительно большее по сравнению с плотностью жидкости влияние на потери мощности. При подаче вязкой сырой нефти и нефтепродуктов потери мощности насоса резко увеличиваются, и КПД насоса уменьшается, несмотря на увеличение объемного КПД в результате уменьшения объемных потерь. При увеличении вязкости подаваемой жидкости уменьшаются напор и подача насоса, и характеристика $Q-H$ снижается.

Работа центробежного насоса в одинарный трубопровод

При практическом использовании насосов всегда имеется следующая система: подвод жидкости к насосу – насос – нагнетательный трубопровод – потребитель. Характеристики всех четырех частей системы связаны между собой.

Первая часть системы определяет напор у входа жидкости в насос. Минимальная ее величина ограничена допустимой высотой всасывания. Жидкость, подводимая к насосу, может иметь и большой напор, например при последовательной работе насосов. Наибольший напор на всасывании ограничивается прочностью узлов насоса. Напор на всасывании насоса может изменяться в зависимости от величины подачи. Напор у выкида насоса будет равен сумме напора у входа в насос и напора, создаваемого насосом.

Описание параллельной работы насосов

В практике использования насосов на нефтяных промыслах часто появляется необходимость работы нескольких насосов на один нагнетательный трубопровод. Наиболее часто насосы работают параллельно (насосные станции водоподъема, перекачки нефти, нагнетание воды в пласт).

При параллельной работе насосов подача их складывается, а напоры равны. При параллельной работе двух насосов возможен режим их работы, при котором напор одного из них превысит напор другого в его режиме нулевой подачи. Тогда насос с большим напором будет нагнетать жидкость в сторону выкида насоса с меньшим напором, снижая его производительность. Такая работа возможна, например, при возрастании давления в нагнетательном трубопроводе, в случае запуска одного из насосов при открытой задвижке на его выкиде и при работающем втором насосе.

Поэтому необходимо для параллельной работы подбирать насосы так, чтобы рабочий напор не превышал напора при нулевой подаче одного из насосов. Рекомендуется подбирать насосы для параллельной работы с возможно близкими напорами при нулевой подаче. Для предотвращения перекачки жидкости одним насосом через другие необходимо у выкидов насосов устанавливать обратные клапаны.

Конструктивные особенности центробежных насосов

Конструкция рабочих колес и отводов центробежного насоса

На рисунке 13 показан наиболее простой по конструкции одноступенчатый консольный насос с осевым входом. Основными узлами этого и других центробежных насосов являются: подвод насоса (2), рабочее колесо (4), отвод (1), уплотнения рабочего колеса (3), сальник (5), вал насоса (6), опоры вала (7). Вал насоса соединяется с приводящим двигателем с помощью муфты (8). Жидкость поступает в подвод насоса и перемещается рабочим колесом в отвод, который соединен с нагнетательным трубопроводом.

Рабочее колесо в большинстве насосов состоит из следующих частей: ступицы, переднего и заднего дисков и лопастей. Вращение вала насоса передается закрепленной на нем ступице и соединенному со ступицей заднему диску, а затем лопастям и переднему диску рабочего колеса.

В насосах многих типов может применяться взаимно противоположное расположение рабочих колес, при котором в насосе имеются два подвеса и один отвод. Такая конструкция центробежных насосов полностью исключает осевое давление. Они предназначены для подачи больших количеств жидкости.

Применяются рабочие колеса с одним диском (полуоткрытые) и без дисков (открытые). В полуоткрытых и открытых рабочих колесах существенно уменьшены потери мощности на дисковое трение. Такие насосы имеют несколько меньшие осевые габаритные размеры, чем насосы с обычными рабочими колесами. Такая конструкция дает преимущества, например, в многоступенчатых скважинных насосах, где число ступеней достигает нескольких сотен, и уменьшение длины насоса приобретает большое значение. Отводы насосов могут быть спиральными и лопаточными.

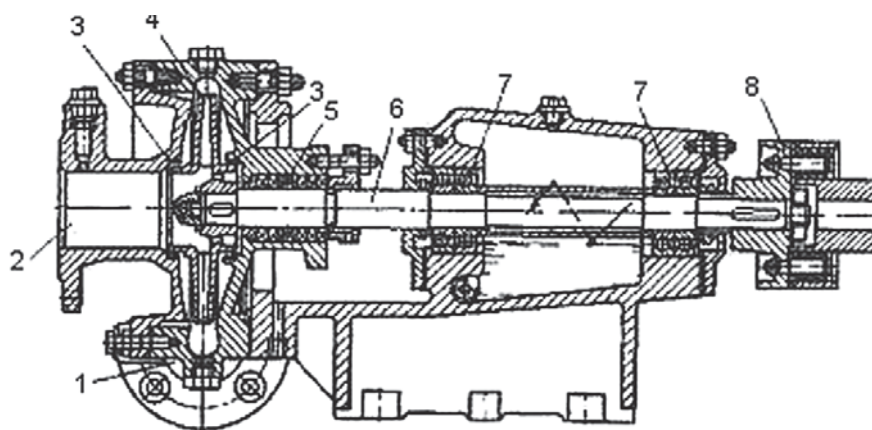


Рис. 13. Консольный насос

В многоступенчатых насосах отвод переходит в канал, подводящий жидкость к следующему рабочему колесу. Отвод при этом может быть кольцевым и с непрерывной лопаточной системой. Лопаточный отвод, а в многоступенчатом насосе – узел отвода и подвода, называется направляющим аппаратом.

Уплотнения в насосе

Уплотнения в насосе предназначены для предотвращения утечек жидкости или проникновения воздуха в полости всасывания насоса, уменьшения утечек жидкости в зазорах между рабочим колесом и корпусом, отводом или направляющим аппаратом насоса и предотвращения утечек жидкости в месте уплотнения вала.

В консольном насосе проникновение воздуха на его вход возможно только через соединение входа с подводящим трубопроводом. В этом месте применяются различные уплотнения (во фланцевом соединении – уплотнительные кольца, прокладки и др.). В насосе с выносными опорами устанавливаются уплотнения по вращающемуся валу. Применяются в основном уплотнительные устройства двух типов: сальники с уплотнениями из мягкого материала и торцевые уплотнения.

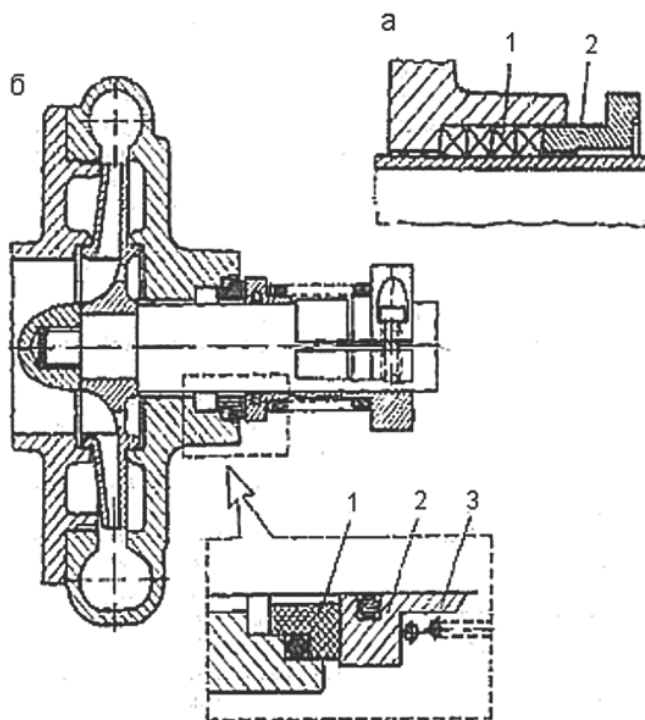


Рис. 14. Уплотнения:

а – сальниковое; б – торцевое

Сальник состоит из упругой набивки (1) и грундбуксы (2), поджимающей набивку. Грундбукса подтягивается обычно двумя гайками, навинчивающимися на шпильки, которые ввинчены в корпус насоса. Сальники, устанавливаемые на входе насоса, часто имеют полое кольцо (фонарь), к которому подается заградительная жидкость под небольшим давлением. В результате создается дополнительное препятствие при попадании воздуха на вход насоса.

В сальниках на выходе насоса иногда устанавливаются полые кольца для подвода охлаждающей или смазывающей жидкости или задержки и отвода подаваемых насосом токсичных или огнеопасных жидкостей.

Упругая набивка сальника прижимается к валу с большим усилием. Это вызывает нагрев и износ вала и набивки. Поэтому при подтягивании грундбуксы не следует прикладывать чрезмерного усилия, но в то же время необходимо поджимать набивку регулярно.

Широкое распространение получили торцевые уплотнения, состоящие из неподвижного кольца (1), закрепленного в корпусе насоса, и кольца (2), вращающегося с валом. Кольцо (2) прижимается к кольцу (1) пружиной (3), которая может располагаться и в неподвижных деталях. При применении заградительной жидкости последняя подводится между двумя торцевыми уплотнениями. Давление на плоскости соприкосновения колец составляет 0,08–0,15 МПа. Кольца изготавливаются из износостойчивых материалов (бронза, нержавеющая сталь, керамика, твердые сплавы, обработанный для получения повышенной твердости графит) и отличаются высокой точностью размеров и чистотой обработки поверхностей.

Насосы центробежные многоступенчатые секционные

Насосы центробежные многоступенчатые секционные: ЦНСн 13-70...350, ЦНСн 38-44...220, ЦНСн 60-66...330, ЦНСн 105-98...490, ЦНСн 180-85...425, ЦНСн 180-85...425М, ЦНСн 300-120...600, ЦНСн 300-120...600М и электронасосные агрегаты на их основе: ЦНСАн 13-70...350, ЦНСАн 38-44...220, ЦНСАн 60-66...330, ЦНСАн 105-98...490, ЦНСАн 180-85...425, ЦНСАн 180-85...425М, ЦНСАн 300-120...600, ЦНСАн 300-120...600М предназначены для перекачивания обводненной газонасыщенной и товарной нефти с температурой от 273 К (0 °С) до 318 К (45 °С) в системах внутрипромыслового сбора, подготовки и транспорта нефти.

Допускается перекачивание нефти с температурой до 333 К (60 °С) при условии системы принудительного охлаждения подшипников.

Перекачиваемая нефть должна соответствовать следующим физико-химическим характеристикам:

плотность, кг/м ³	700–1 050
кинематическая вязкость, м ² /с, не более	1,5×10 ⁻⁴
водородный показатель, рН	–8,5
давление насыщенных паров, ГПа, не более	665
содержание газа (объемное), %, не более	3
содержание парафина, %, не более	20
содержание механических примесей с размером твердых частиц до 0,2 мм и микротвердостью 1,47 ГПа, %, не более	0,2
обводненность, %, не более	90

Насосы могут применяться для перекачивания воды, имеющей водородный показатель pH 7–8,5, с массовой долей механических примесей не более 0,1% и размером твердых частиц не более 0,1 мм, микротвердостью не более 1,47 ГПа.

Насосы с сальниковым уплотнением могут применяться для перекачивания воды с разрежением в полости всасывания.

Агрегаты поставляются с электродвигателями взрывозащищенного исполнения и могут применяться во взрывопожароопасных помещениях класса В-1а по ПУЭ.

Давление на входе в насосы ЦНСн 13-70...350, ЦНСн 38-44...220, ЦНСн 60-66...330 должно составлять 0,05–0,3 МПа (0,5–3 кг/см²).

Давление на входе в насосы ЦНСн 105-98...490, ЦНСн 180-85...425, ЦНСн 180-85...425М, ЦНСн 300-120...600, ЦНСн 300-120...600М должно составлять 0,05–0,6 МПа (0,5–6 кг/см²).

Насосы типа ЦНС, ЦНСГ, ЦНСМ и насосные агрегаты на их основе

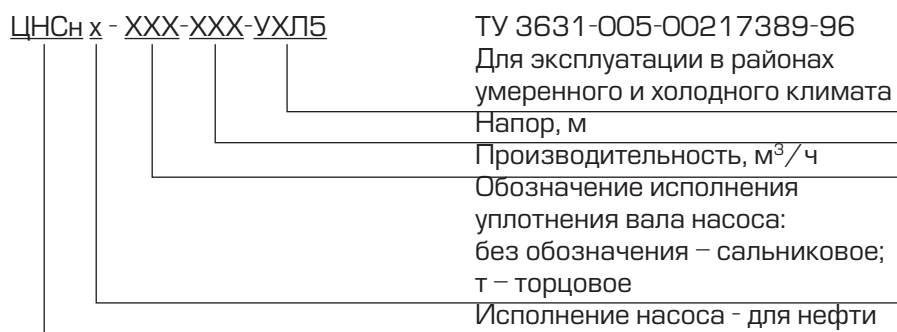


Рис. 15. Структурная схема условного обозначения насоса

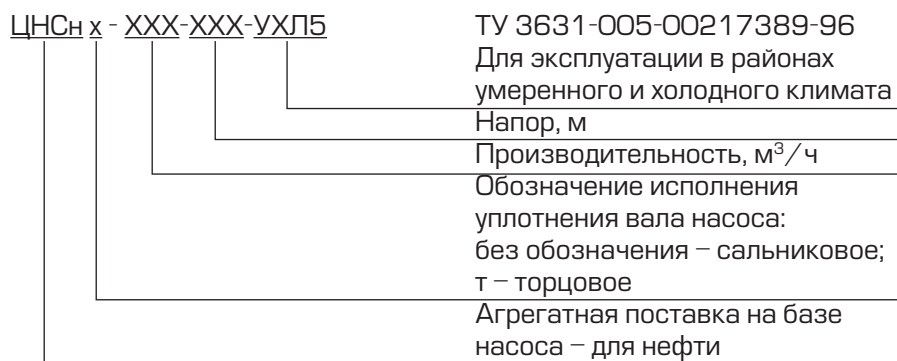


Рис. 16. Структурная схема условного обозначения агрегата

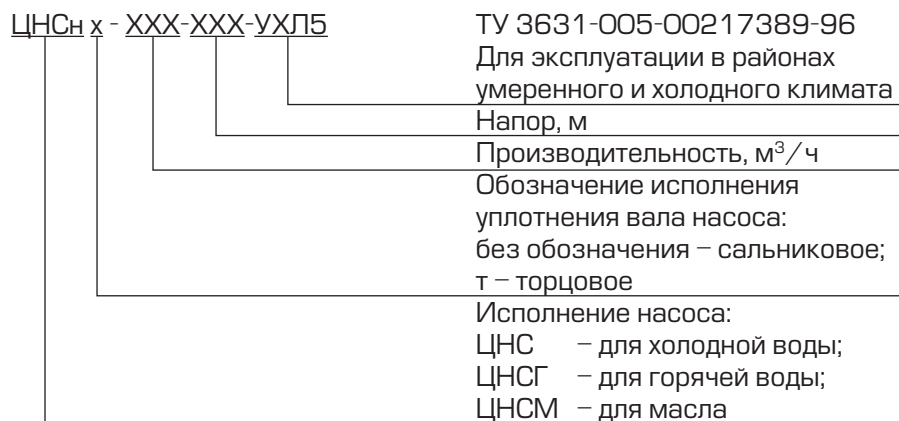


Рис. 17. Структурная схема условного обозначения насоса

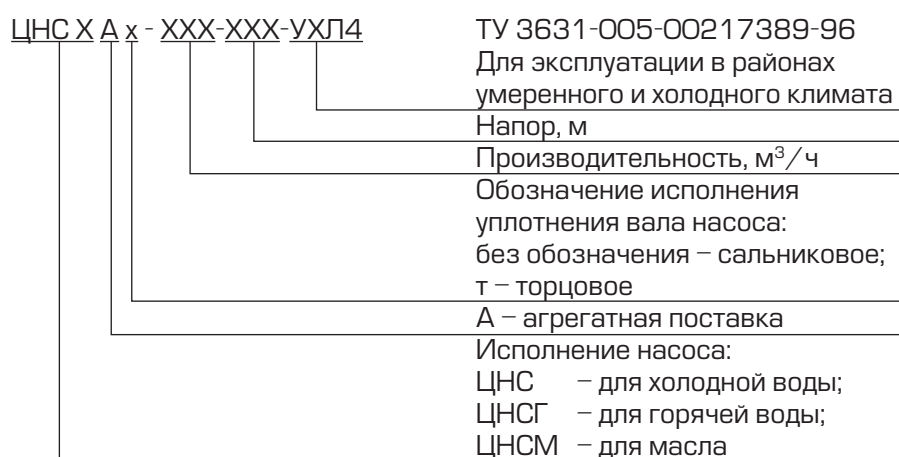


Рис. 18. Структурная схема условного обозначения агрегата



Рис. 19. Внешний вид центробежного насоса

В настоящее время широко внедрена эксплуатация нефтяных месторождений с применением методов воздействия на нефтяные пласты для увеличения добычи нефти, в частности заводнения нефтяных пластов, для чего применяются в основном центробежные многоступенчатые секционные насосы ЦНС.

Центробежные горизонтальные секционные многоступенчатые с односторонним расположением рабочих колес, с автоматической разгрузкой осевого усилия ротора гидравлической пятой предназначены для перекачивания чистых и промысловых вод с температурой до 45 °С.

Выпускаются в исполнении с проточной частью из стали 20×13 – для перекачивания чистой и промысловой воды без сероводорода с содержанием механических примесей не более 0,1% по массе, размером твердых частиц не более 0,1 мм; в коррозионно-стойком исполнении с проточной частью из стали 12×18Н12МЗТЛ – для перекачивания воды с содержанием сероводорода до 300 мг/л с наличием механических примесей не более 0,1% по массе, размером твердых частиц не более 0,2 мм. Секции, основные детали гидравлической разгрузочной пяты и защитные втулки вала-поковки – из стали 20×13; вал-поковка – из стали 40×ФА; крышка всасывания – литая из чугуна СЧ 21–40; крышка нагнетания – литая из стали 25Л.

Таблица 1

Технические характеристики

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м	Частота вращения (синхр.), об./мин	Мощность, кВт
ЦНС 63-1100	63	1 100	3 000	630
ЦНС 63-1400	63	1 400	3 000	630
ЦНС 63-1800	63	1 800	3 000	800
ЦНС 90-1100	90	1 100	3 000	630
ЦНС 90-1400	90	1 400	3 000	800
ЦНС 90-1900	90	1 900	3 000	1 000
ЦНС 120-1050	120	1 050	3 000	800
ЦНС 120-1422	120	1 422	3 000	1 000
ЦНС 120-1900	120	1 900	3 000	1 250
ЦНС 180-1050	180	1 050	3 000	800
ЦНС 180-1422	180	1 422	3 000	1 250
ЦНС 180-1900	180	1 900	3 000	1 600
ЦНС 240-945	240	945	3 000	1 000
ЦНС 240-1290	240	1 290	3 000	1 250
ЦНС 240-1405	240	1 405	3 000	1 250 (1 600)
ЦНС 240-1900	240	1 900	3 000	1 600
ЦНС 630-1700	630	1 700	3 000	4 000

Конструкция центробежного насоса серии ЦНС-180

Конструкция насосов типа ЦНС максимально унифицирована. Базовыми деталями насоса являются: рабочее колесо, направляющий аппарат, секция, защитная рубашка, крышка всасывания и нагнетания.

Различные напоры насосов достигаются в результате изменения числа ступеней.

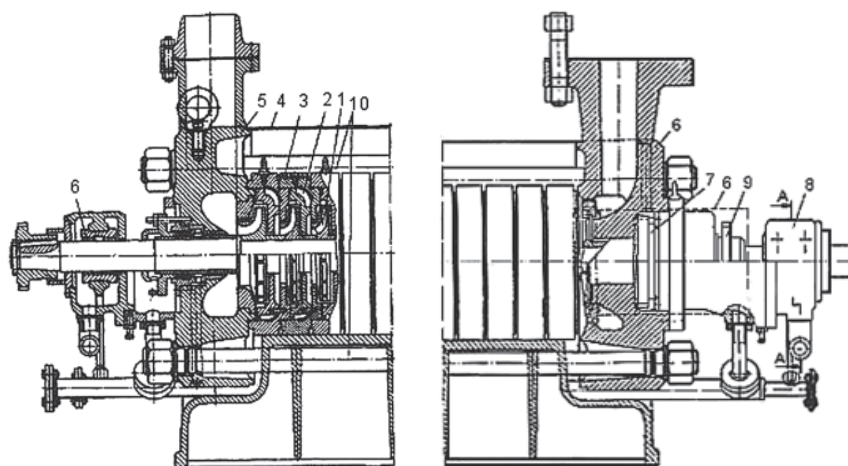


Рис. 20. Насос ЦНС секционного типа:

- 1 – рабочее колесо; 2 – направляющий аппарат; 3 – секция; 4 – защитная рубашка;
 5 – крышка всасывания; 6 – крышка нагнетания; 7 – разгрузочный диск;
 8 – подшипники скольжения; 9 – комбинированные концевые уплотнения;
 10 – шпильки стягивающие секции насоса

Секции насоса зажаты между всасывающей и нагнетательной крышками, которые стягиваются шпильками. Стыки секций уплотняются за счет контакта из уплотняющихся поясков и дополнительно за счет резиновых уплотнительных колец.

Переток воды между ступенями насоса ограничен передними и задними щелевыми уплотнениями рабочего колеса. Концевые уплотнения насоса комбинированные, при этом щелевое уплотнение предназначено для разгрузки сальникового. Осевое давление воспринимается разгрузочной пятой.

Опорами вала насоса служат подшипники скольжения с парой трения вала – баббит во втулке подшипника. Смазка подшипника – принудительная, масляная. Валы насоса и синхронного электродвигателя СТД соединены зубчатой или пластинчатой муфтой. Система смазки и охлаждения узлов

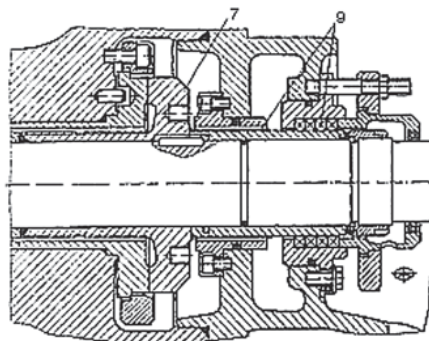


Рис. 21. Схема узла гидроразгрузки

насосного агрегата предназначена для подачи турбинного масла для смазки и охлаждения подшипников насоса, и электродвигателя. Маслосистема включает шестеренные насосы, бак, маслоотделитель, фильтр и арматуру. Масло охлаждается водой, подаваемой в маслоохладитель. Водой также охлаждаются сальники концевых уплотнений насоса. Система автоматики и контрольно-измерительных приборов контролирует режим работы.

Насосы двухстороннего входа серии Д

Центробежный одноступенчатый насос с двухсторонним входом жидкости в рабочее колесо. Предназначен для перекачивания воды температурой не выше 80 °С, ряда химически активных жидкостей, а также нефтепродуктов до 45 °С с кинематической вязкостью до 25сСт и плотностью до 888 кг/м³. Корпус и крышка насоса соединяются в горизонтальной плоскости по оси вала. Фланцы всасывающего и нагнетательного патрубков расположены с противоположных сторон от корпуса в плоскости перпендикулярной относительно оси вала. Обслуживание ротора обеспечивается без демонтажа насоса от патрубков и фундамента. Насос комплектуется сальниковым или торцевым уплотнением вала. Привод насоса осуществляется с помощью электродвигателя.

Обозначение насоса включает следующие символы:

Насос 200D90A-ЧУ

140 – номинальная подача (округленная, л/с);

D – центробежный одноступенчатый двухстороннего входа;

90 – общий напор при номинальной подаче в м.в.ст.;

A (B, C) – вариант с уменьшенным диаметром рабочего колеса;

ЧУ – торцовое уплотнение вала. При отсутствии этой индикации, насос выполнен с сальниковым уплотнением.

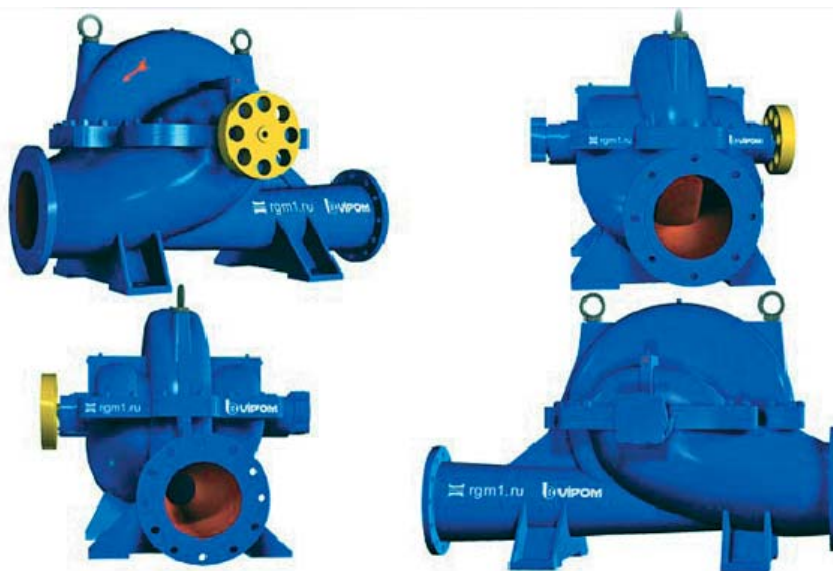


Рис. 22. Насосы двухстороннего входа серии Д

Насосы двустороннего входа типа Д, 1Д и 2Д обладают достаточно высоким КПД и хорошей всасывающей способностью. Насосы типа Д, 1Д и 2Д – центробежный, горизонтальные, одноступенчатые с двусторонним полуспиральным подводом жидкости к рабочему колесу и спиральным отводом. Корпус насоса имеет разъем в горизонтальной плоскости. Всасывающий и напорный патрубки выполнены в нижней части корпуса, что позволяет проводить разборку насоса для замены деталей ротора без отсоединения трубопровода и демонтажа двигателя. Ротор насоса приводится во вращение электродвигателем через упругую втулочно-пальцевую муфту. Опорами ротора служат радиальные или радиально-упорные подшипники. Рабочее колесо двустороннего входа, что позволяет в основном, уравновесить осевые силы. Для предотвращения протечек по валу применяются двойные сальниковые уплотнения. Предназначен для перекачивания воды и жидкости аналогичной по химической активности, температурой до 85 °С, вязкостью до 36сСт. Допускается содержание твердых включений не более 0,05% по массе, размером до 0,2 мм и микротвердостью не более 6,5 ГПа (650 кгс/мм²).

Обозначение насоса включает следующие символы:

Насос 1Д630-90

630 – номинальная подача (округленная, м³/ч);

1Д – центробежный одноступенчатый двустороннего входа;

90 – общий напор при номинальной подаче в м в.ст.;

А (В, С) – вариант с уменьшенным диаметром рабочего колеса.

Вычисление КПД насоса и насосного агрегата по ГОСТ 6134-2007

КПД насоса и насосного агрегата вычисляют по формулам:

– для насоса

$$\eta_{\text{нас}} = 0,981 \cdot \frac{\rho_{\text{ж}} Q_{\text{ж}} H_{\text{ж}}}{P_{\text{ж}}},$$

где

$\eta_{\text{И НАС}}$ – КПД насоса при испытании для соответствующего режима, %;

$P_{\text{ж}}$ – мощность, потребляемая насосом в данном режиме, кВт;

$Q_{\text{ж}}$ – подача насоса для измеряемого режима, м³/с;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность перекачиваемой жидкости, кг/м³;

H – полный напор насоса, м.

– для насосного агрегата:

$$\eta_{\text{агр}} = \frac{0,981 \cdot \rho_{\text{ж}} Q_{\text{ж}} H_{\text{ж}}}{P_{\text{агр}}},$$

где

$\eta_{\text{И АГР}}$ – КПД насосного агрегата, %;

$P_{\text{И АГР}}$ – мощность потребляемая насосным агрегатом в данном режиме, кВт;

$Q_{\text{ж}}$ – подача насоса для измеряемого режима, м³/с;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность перекачиваемой жидкости, кг/м³;

H – полный напор насоса, м.

13.2. ТРУБОПРОВОДНАЯ АРМАТУРА

13.2.1. Основные термины и определения по трубопроводной арматуре

Арматура – неотъемлемая часть любого трубопровода. Трубопроводная арматура представляет собой устройства, предназначенные для управления потоками жидкостей или газов, транспортируемых по трубопроводам.

Под термином *трубопроводная арматура* понимают устройство, устанавливаемое на трубопроводах, агрегатах, сосудах и предназначенное для управления (отключения, регулирования смешивания, фазоразделения) потоками рабочих сред (жидкой, газообразной, газожидкостной, порошкообразной, суспензии и т.п.) путем изменения площади проходного сечения.

Запорная арматура линейной части трубопроводов предназначена в основном для отсекаания участка трубопроводов при аварии или ремонтных работах. На перекачивающих и распределительных станциях арматура предназначена для оперативных переключений, обеспечивающих основные технологические процессы, а также отключений отдельных участков при ремонте.

Разнообразные условия, при которых работает арматура, специфичность требований, предъявляемых к ней, вопросы надежности и долговечности, большое число конструкций затрудняют выбор арматуры для тех или иных конкретных условий работы. Правильный выбор того или иного конструктивного типа арматуры в значительной степени предопределяет безаварийную работу как отдельных технологических производств в целом, так и трубопроводов в частности.

Трубопроводную арматуру можно классифицировать по следующим основным признакам:

- по области применения;
- по функциональному назначению (виду);
- по конструктивным типам;
- в зависимости от условного давления рабочей среды;
- по температурному режиму;
- по способу присоединения к трубопроводу;
- по способу герметизации;
- по способу управления.

Трубопроводная арматура характеризуется двумя главными параметрами:

- условным проходом (номинальный размер);
- условным (номинальным) давлением.

Условный проход (номинальный размер) D_v или D_n трубопроводной арматуры – это номинальный внутренний диаметр присоединяемого к арматуре трубопровода в мм. Размеры условных проходов должны соответствовать числам параметрического ряда, устанавливаемого ГОСТ 28338-89 (всего 49 показателей от 3 до 4 000 мм).

Таблица 2

Значения условных проходов по ГОСТ 28338-89

Условный проход, мм			
3	40	300	1 600
4	50	350	1 800
5	63*	400	2 000
6	65	450**	2 200
8	80	500	2 400
10	100	600	2 600**
12	125	700	2 800
15	150	800	3 000
16*	160*	900**	3 200**
20	175**	1 000	3 400
25	200	1 200	3 600**
32	250	1 400	3 800**, 4 000

Примечание.

* – допускается для гидравлических и пневматических устройств

** – не допускается для арматуры общего назначения

Условное (номинальное) давление (P_y или P_n) – избыточное наибольшее рабочее давление при температуре рабочей среды 20 °С, при котором обеспечивается заданный срок службы соединений трубопроводов и арматуры, имеющих определенные размеры, обоснованные расчетом на прочность при выбранных материалах и характеристиках их прочности при температуре 20 °С.

ГОСТ 26349-84 определяет параметрический ряд номинальных давлений, состоящих из 26 параметров от 0,1 до 800 кгс/см² (от 0,01 до 80 МПа).

В отличие от условного давления рабочее давление – это наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации арматуры, то есть при заданной рабочей температуре.

Классификация трубопроводной арматуры в зависимости от условного давления рабочей среды:

- вакуумная (давление среды ниже 0,1 МПа (1 кгс/см²) абс.);
- низкого давления (от 0 до 1,6 МПа (от 0 до 16 кгс/см²) избыт.);
- среднего давления (от 1,6 до 6,4 МПа (от 16 до 64 кгс/см²));
- высокого давления (от 10,0 до 100,0 МПа (от 100 до 1000 кгс/см²));
- сверхвысокого давления (от 100,0 МПа (от 1000 кгс/см²)).

Классификация по температурному режиму:

- криогенная (рабочие температуры ниже минус 153 °С);
- для холодильной техники (рабочие температуры от –153 до –70 °С);
- для пониженных температур (рабочие температуры от –70 до –30 °С);

- для средних температур (рабочие температуры до 455 °С);
- для высоких температур (рабочие температуры до 600 °С);
- жаропрочная (рабочие температуры свыше 600 °С).

Наряду с перечисленными главными понятиями в арматуростроении наиболее часто применяются следующие термины, отражающие специфические элементы, объекты и параметры выпускаемых изделий.

Тип арматуры – классификационная единица, характеризующая взаимодействие подвижного элемента затвора (запирающего органа) с потоком рабочей среды и определяющая основные конструкционные особенности трубопроводной арматуры. Например, задвижка, клапан, и т.д.

Вид арматуры – классификационная единица, характеризующая назначение трубопроводной арматуры. Например, запорная, регулирующая и т.п.

Типоразмер арматуры – конструкция трубопроводной арматуры, регламентированная условным проходом и условным давлением и имеющая обозначение группового основного конструкторского документа (основного исполнения изделия).

Исполнение арматуры – конструкция одного из типов трубопроводной арматуры, регламентированная, кроме условного прохода и условного давления, переменными данными: материалом основных деталей, присоединением к трубопроводу, видом управления и др., о чем информация содержится в одном групповом или базовом конструкторском документе. Исполнение соответствует конкретному коду ОКП.

Рабочая среда – газообразное (пар), жидкое или сыпучее вещество, в некоторых случаях двухфазное, перемещаемое по трубопроводу, обслуживаемому арматурой.

Внешняя (окружающая) среда – атмосферный воздух или другой газ, окружающий арматуру.

Управляющая среда – жидкость или газ (пар), используемые в качестве рабочего тела в приводах арматуры.

Командная среда – жидкость или газ, используемые для передачи командных сигналов в привод арматуры.

Давление абсолютное ($P_{АБС}$) – давление, измеренное с учетом атмосферного давления.

Давление избыточное (P) – давление, измеренное без учета действия атмосферного давления – за нуль отсчета принимается атмосферное давление (P_A), $P = P_{АБС} - P_A$. При $P_{АБС} > P_A$ давление P называется также манометрическим.

Вакуум (W) – положительная разность между атмосферным давлением и абсолютным: $W = P_A - P_{АБС}$ (когда $P_A > P_{АБС}$). В расчетах обычно принимается $P_A = 0,1 \text{ МПа} = 1 \text{ кгс/см}^2$.

Давление пробное ($P_{пр}$) – избыточное давление, при котором должно производиться гидравлическое испытание арматуры на прочность и плотность водой при температуре не менее 5 °С и не более 70 °С, если в нормативно-технической документации не указано конкретное значение этой температуры.

Рабочая температура (T_p) – максимальная температура рабочей среды, действующая при нормальном ходе технологического процесса без учета случайных кратковременных повышений.

Строительная длина арматуры (L) – линейный размер арматуры между наружными торцевыми плоскостями ее присоединительных частей (фланцев, муфт, штуцеров, ниппелей, патрубков под приварку).

Строительная высота арматуры (H) – расстояние от оси проходных патрубков корпуса арматуры до наивысшей точки конструкции (шпинделя или привода) при открытом положении изделия.

Протечка (утечка) – процесс прохождения газа или жидкости через поры, трещины, рыхлости в материале детали или через зазор между деталями арматуры.

Герметичность – свойство соединения (разъемного, неразъемного с подвижным или неподвижным контактом) препятствовать возникновению протечки.

Непроницаемость – свойство материала детали, характеризующееся отсутствием трещин, рыхлостей, газовых включений, через которые может возникнуть протечка.

Надежность – комплексное свойство в зависимости от назначения арматуры может включать такие требования, как безотказность в работе, долговечность деталей, узлов и систем, ремонтпригодность конструкций и деталей, сохранность в условиях эксплуатации, складского хранения и транспортировки. Эти требования могут рассматриваться в отдельности или входить в виде определенного сочетания в оценку надежности арматуры или ее отдельных узлов и деталей.

Длительная прочность – способность материала детали сохранять прочность при длительном действии в нем напряжений (особо важно при высоких температурах).

Цикловая прочность – способность материала детали сохранять прочность при периодическом возникновении в нем напряжений.

		30	С	9	41	нж		
Тип арматуры		Материал корпуса сталь		Тип привода механический		но м е р	Материал уплотнительных поверхностей	
Краны		углеродистая	с	с червячной			Латунь, бронза	бр
пробно-спускные	15	легированная	лс	передачей	3		манель-металл	мн
Краны		коррозионностойкая		с цилиндрической			Коррозионностойкая	
для трубопроводов	11	(нержавеющая)	нж	зубчатой передачей	4		(нержавеющая) сталь	нж
Запорные устройства		Чугун серый	ч	с конической			Баббит	бт
указателей уровня	12	Чугун ковкий	кч	зубчатой передачей	5		Стеллит	ст
Вентили	15	Латунь, бронза	Б	пневматический	6		Сормайт	и
Клапаны запорные		Алюминий	а	гидравлический	7		Кожа	к
и отсечные	22			электромагнитный	8		Эбонит	з
Задвижки	30 и 31			электромоторный	9		Резина	р
Затворы	32						Винипласт	вп
							Прочие пластмассы	п
							Уплотнителями»	
							поверхности без вставных	
							колец и наплавки	бк

Рис. 23. Условные обозначения запорной арматуры

Термоудар – внезапное действие на металл высокой температуры (при внезапном поступлении в арматуру высоко нагретой жидкости).

Термоцикловая прочность – свойство материала сохранять прочность при воздействии термоударов.

По данной системе (рис. 23) индекс трубопроводной арматуры включает пять элементов расположенных последовательно. В отдельных случаях после букв, обозначающих материал уплотнительных поверхностей, добавляют цифру, обозначающую вариант исполнения данного изделия или изготовления его из другого материала. Для арматуры с электроприводом во взрывозащищенном исполнении в конце условного обозначения добавляется буква Б, например: 30Ч9066рБ.

Классификация по способу присоединения к трубопроводу:

– *арматура муфтовая* – присоединяется к трубопроводу или емкости с помощью муфт с внутренней резьбой;

– *арматура под приварку* – присоединяется к трубопроводу или емкости с помощью сварки. Преимуществами являются полная и надежная герметичность соединения, минимум обслуживания. Недостаток – повышенная сложность демонтажа и замены арматуры;

– *арматура фланцевая* – присоединяется к трубопроводу или емкости с помощью фланцев. Преимуществом является возможность многократного монтажа и демонтажа на трубопроводе, хорошая герметичность стыков и удобство их подтяжки, большая прочность и применимость для широкого диапазона давления и проходов. Недостатки – возможность ослабления затяжки и потеря герметичности со временем, большие габаритные размеры и масса;

– *арматура штуцерная* – присоединяется к трубопроводу или емкости с помощью штуцера (ниппеля).

Классификация по способу герметизации:

– *арматура сальниковая* – герметизация штока или шпинделя относительно внешней среды обеспечивается эластичным элементом, находящимся в контакте с подвижным штоком (шпинделем) под натяжкой, исключающей протечку рабочей среды;

– *арматура мембранная* – в качестве чувствительного элемента применена мембрана. Она может выполнять функции уплотнения корпусных деталей, подвижных элементов, относительно внешней среды, а также уплотнения в затворе;

– *арматура сильфонная* – для герметизации подвижных деталей (штока, шпинделя) относительно внешней среды используется сильфон, который является также чувствительным либо силовым элементом конструкции.

Классификация по способу управления:

– *арматура под дистанционное управление* – не имеет непосредственного органа управления, а соединяется с ним при помощи колонок, штанг и других переходных устройств;

– *арматура приводная* – правление осуществляется при помощи привода (непосредственно или дистанционно);

– *арматура с автоматическим управлением* – управление затвором происходит без участия оператора под непосредственным воздействием

рабочей среды на затвор или на чувствительный элемент, либо посредством воздействия на привод арматуры управляющей среды, либо по командному сигналу, поступающему на привод арматуры из приборов АСУ;

– *арматура с ручным управлением* – управление осуществляется оператором вручную дистанционно или непосредственно.

13.2.2. Запорная арматура

13.2.2.1. Общие сведения о запорной арматуре

Назначение запорной арматуры – перекрывать поток рабочей среды по трубопроводу и снова пускать среду в зависимости от требований технологического процесса, обслуживаемого данным трубопроводом. Кроме того, запорную арматуру применяют:

– для переключения потока или его части из одной ветви системы в другую;

– для дросселирования потока среды, т.е. изменения его расхода, давления и скорости. Отметим, что такое применение запорной арматуры нежелательно, т.к. в условиях дросселирования запорная арматура быстрее изнашивается из-за эрозии, вибрации и других причин.

Запорная арматура бывает четырех типов:

– задвижки: запорный элемент перемещается поперек потока;

– вентили: запорный элемент перемещается вдоль потока жидкости без трения о корпус и его детали;

– краны: поворотные запорные устройства, уплотнительные поверхности которых во время работы остаются в контакте друг с другом и защищены от рабочей среды;

– дисковые поворотные затворы: наиболее простой вид арматуры, имеющий минимальные размеры, габарит и вес.

Арматура для газонефтепроводов изготавливается из чугуна серого, чугуна ковкого, углеродистой легированной стали, цветных металлов и пластмасс, в зависимости от энергетических параметров потока (давления и температуры), диаметра трубопровода и назначения арматуры. По возможности материал арматуры должен соответствовать материалу трубопровода.

В качестве сальниковой набивки в арматуре для нефтепроводов с температурой продукта до 100 °С применяется хлопчатобумажная пропитанная набивка марки ХПБ и пеньковая плетеная пропитанная набивка марки ЛП. Прокладки для арматуры изготавливаются из паронита, картона прокладочного и т.д.

Для обеспечения нормальной работы арматуры применяются антифрикционные и уплотнительные смазки. Смазки и масла должны обеспечивать сохранность жидкой прослойки, не выдавливаясь с поверхностей под действием нагрузок, должны быть физически и химически стойкими. Смазки бывают: антифрикционные, защитные и уплотняющие (герметики); низко-, средне- и тугоплавкие; водостойкие; морозостойкие; коррозионно-стойкие; кислотоупорные.

Основные требования к запорной арматуре линейной части трубопроводов: минимальное гидравлическое сопротивление полностью открытой арматуры; легкость срабатывания после длительной эксплуатации в от-

крытом положении; высокая надежность; долговечность; безотказность; герметичность затвора и всех уплотнений; коррозионная стойкость.

К запорной арматуре перекачивающих станций предъявляются дополнительные требования: должна иметь большое число циклов срабатывания до отказа; возможность работы на сменных уплотнениях; взрывобезопасность.

Выбор типа запорной арматуры выполняется в зависимости от конкретных условий и технологического процесса, свойств перекачиваемой среды, характера работы арматуры, вида нагрузок, температурного режима. Большую роль играют габариты и масса запорной арматуры, вид привода для срабатывания и быстрота срабатывания. Одним из основных свойств арматуры является ее герметичность.

13.2.2.2. Задвижки.

Технические характеристики, конструкции задвижек

Задвижка – это запорное устройство, в котором проход перекрывается поступательным движением затвора перпендикулярно движению потока транспортируемой среды. Задвижки широко применяют для перекрытия потоков газообразных и жидких сред в трубопроводах с диаметрами условных проходов от 50 до 2 000 мм при рабочих давлениях 0,4–20 МПа и температуре среды до 450 °С. Ниже представлены различные виды задвижек (рис. 24, 25).

На нефтепроводах обычно применяют стальные клиновые задвижки с ручным или электрическим приводом.

В сравнении с другими видами запорной арматуры задвижки имеют следующие преимущества: незначительное гидравлическое сопротивление при полностью открытом проходе; отсутствие поворотов потока рабочей среды; возможность применения для перекрытия потоков среды большой вязкости; простота обслуживания; относительно небольшая строительная длина; возможность подачи среды в любом направлении.



Рис. 24. Задвижка клиновая с ручным управлением

с проходом $Dn = 50\text{--}600$ мм
и давлением $Pn = 1,6\text{--}10$ МПа



Рис. 25. Задвижка клиновая с гладким сквозным отверстием

из ковкого чугуна с проходом
 $Dy = 25\text{--}600$ мм

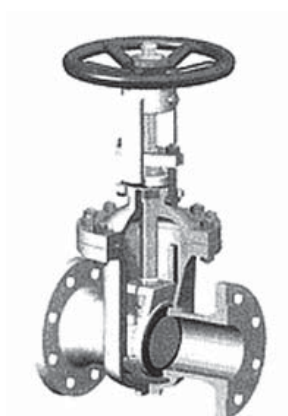


Рис. 26. Общий вид задвижки стальной клиновой с выдвижным шпинделем и ручным управлением

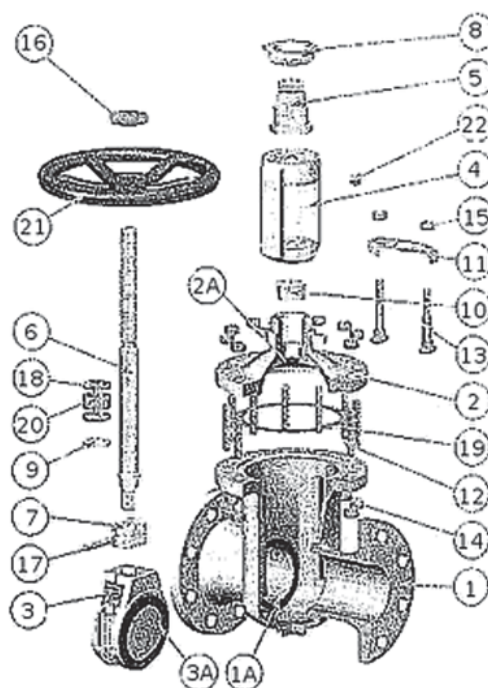


Рис. 27. Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем:

- 1 – корпус; 1А – корпус – уплотнительная поверхность; 2 – крышка; 2А – крышка – уплотнительная поверхность; 3 – клин; 3А – клин – уплотнительная поверхность; 4 – хомут; 5 – гайка хомута; 6 – шпиндель; 7 – подвес; 8 – резьбовое кольцо; 9 – втулка; 10 – втулка сальника; 11 – крышка сальника; 12 – шпилька; 13 – винт; 14, 15, 16 – гайка; 17 – штифт; 18 – кольцо сальника; 19 – уплотнение; 20 – кольцо сальника; 21 – ручной маховик; 22 – масленка

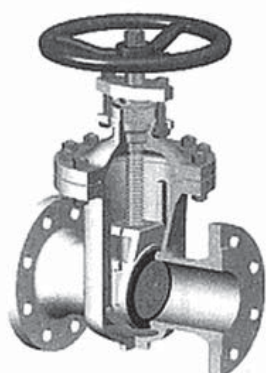


Рис. 28. Общий вид задвижки стальной клиновой с невидящим шпинделем и ручным управлением

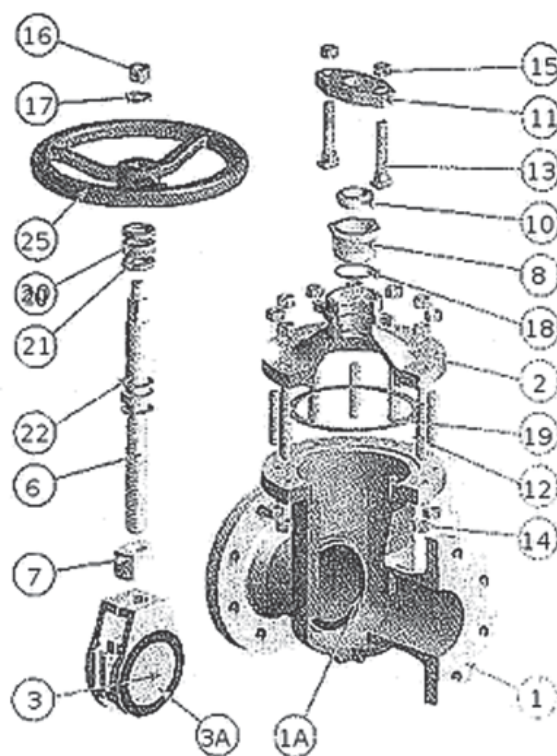


Рис. 29. Задвижка стальная литая клиновая с невидящим шпинделем и ручным управлением:

- 1 – корпус; 1А – корпус – уплотнительная поверхность; 2 – крышка; 3 – клин;
 3А – клин – уплотнительная поверхность; 6 – шпиндель; 7 – гайка шпинделя; 8 – корпус
 сальника; 10 – втулка сальника; 11 – крышка сальника; 12 – шпилька; 13 – винт;
 14, 15, 16 – гайка; 17 – шайба; 18, 19 – уплотнение; 20, 21 – кольцо сальника;
 22 – прокладка; 25 – ручной маховик

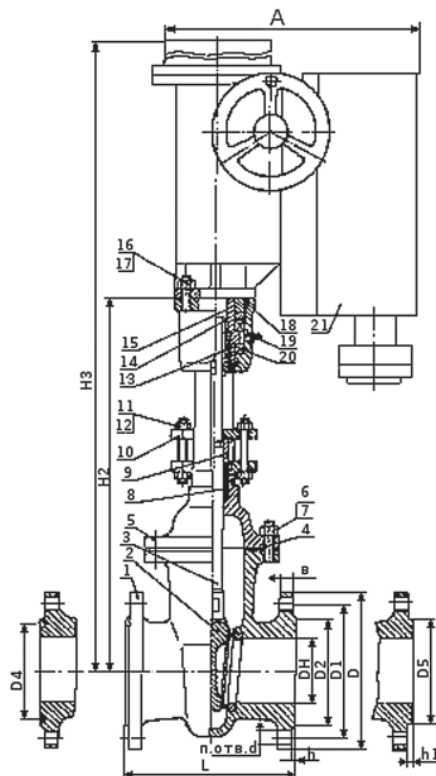


Рис. 30. Задвижка клиновая электроприводная (ЗКЛП) Рн 1,6; 4,0; 6,3; 16 МПа:

- 1 – корпус; 2 – клин; 3 – шпindelь; 4 – прокладка; 5 – крышка; 6 – гайка; 7 – шпилька; 8 – набивка сальника; 9 – втулка сальника; 10 – фланец сальника; 11 – гайка; 12 – шпилька; 13 – вкладыш; 14 – вставка; 15 – втулка кулачковая; 16 – гайка; 17 – шпилька; 18 – винт; 19 – масленка; 20 – подшипник; 21 – электропривод

Недостатки, общие для всех конструкций задвижек, следующие: небольшой допустимый перепад давлений на затворе (по сравнению с вентилями), невысокая скорость срабатывания затвора, возможность получения гидравлического удара в конце хода, большая высота, трудности ремонта изношенных уплотнительных поверхностей затвора при эксплуатации.

Ниже представлены разнообразные конструкции задвижек. Наиболее целесообразной является классификация задвижек по конструкции затвора. По этому признаку задвижки могут быть объединены по основным типам: клиновые и параллельные задвижки. По этому же признаку клиновые задвижки могут быть с цельным, упругим или составным клином. Параллельные задвижки можно подразделить на однодисковые и двухдисковые. В зависимости от конструкции системы винт – гайка и ее расположения (в среде или вне ее) задвижки могут быть с выдвижным и с невыдвижным шпинделем (рис. 26, 27).

На нефтепроводах обычно используются стальные клиновые задвижки с электроприводами на $P_y = 6,4\text{--}8,0$ МПа и $D_y = 700\text{--}1200$ мм.



Рис. 31. Задвижки для воды ЗВЭ



Рис. 32. Задвижка для воды ЗВР

Задвижки для воды типа ЗВ

Задвижки для воды ЗВЭ предназначены для перекрытия потока рабочей среды в трубопроводах кустовых насосных станций систем поддержания пластового давления нефтеперерабатывающих предприятий, климатическое исполнение У и ХЛ по ГОСТ 15150 (рис. 31).

Управление задвижкой: электропривод типа В исп. ВЗГ (Б.099.101-02М) или типа В нормального исп. (Б.099.100-08М) ТУ 26-07-015-80; герметичность затвора – класс А.ЗВЭ-100×21, ЗВЭ-150×21.

Задвижка для воды ЗВР предназначена для перекрытия рабочего потока рабочей среды в трубопроводах кустовых насосных станций систем поддержания пластового давления нефтеперерабатывающих предприятий, климатическое исполнение У и ХЛ по ГОСТ 15150 (рис. 32).

Управление задвижкой: ручное через редуктор, герметичность затвора – класс А.ЗВР-100×21, ЗВР-150×21.

13.2.2.3. Вентили

Технические характеристики, конструкции вентиляей

Вентили (клапаны) – это запорные устройства с поступательным движением затвора в направлении, параллельном потоку транспортируемой среды. Затвор перемещается с помощью системы «винт – ходовая гайка». К надежности и герметичности перекрытия прохода предъявляются высокие требования.

По сравнению с другими видами запорной арматуры вентили имеют следующие преимущества:

- возможность работы при высоких перепадах давлений на золотни-

ке и при больших величинах рабочих давлений;

- простота конструкции, обслуживания и ремонта в условиях эксплуатации;

- меньший ход золотника (по сравнению с задвижками), необходимый для полного перекрытия прохода (обычно 0,25 Dy);

- относительно небольшие габаритные размеры и масса;

- применение при высоких и сверхнизких температурах рабочей среды;

- герметичность перекрытия прохода; использование в качестве регулирующего органа;

- установка на трубопроводе в любом положении (как в вертикальном, так и горизонтальном);

- исключение возможности гидравлического удара.

К недостаткам, общим для всех конструкций вентиляей, относятся: высокое гидравлическое сопротивление (по сравнению с задвижками, дисковыми затворами и кранами); невозможность применения на потоках сильно загрязненных сред, а также сред с высокой вязкостью; большая строительная длина (по сравнению с задвижками и дисковыми затворами); подача среды только в одном направлении, определяемом конструкцией вентиля.

По конструкции корпуса вентиля подразделяются на проходные, прямоточные, угловые и смесительные. Ниже показаны конструкции этих вентиляей. По назначению вентиля бывают запорными, запорно-регулирующими и специальными. Регулирующие вентиля подразделяют по конструкции дроссельных устройств на вентиля с профилированными золотниками и игольчатые вентиля. Запорные вентиля подраз-



Рис. 33. Общий вид вентиля

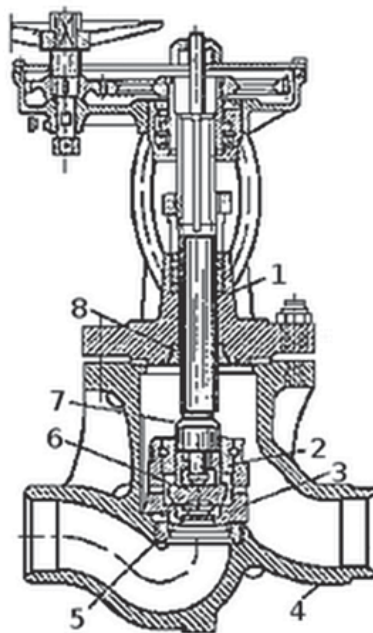
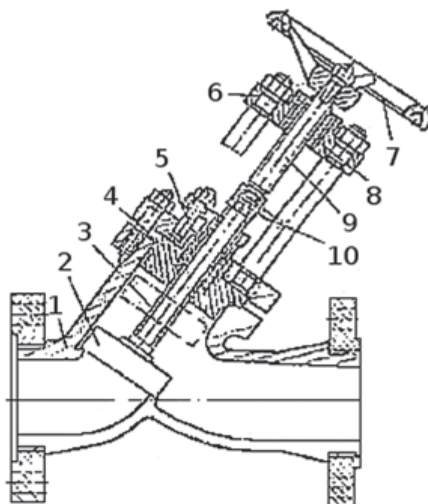
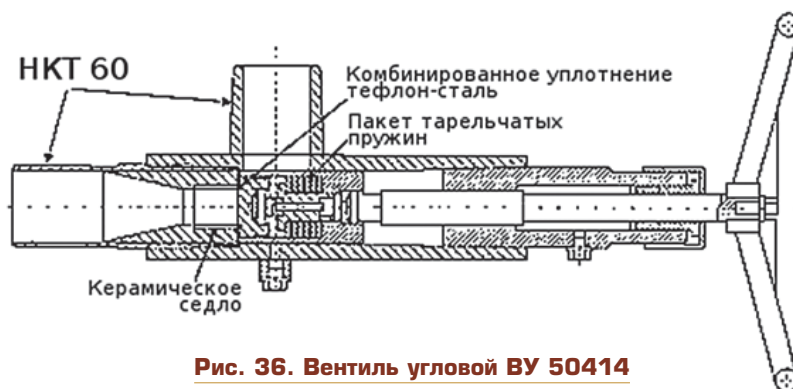


Рис. 34. Запорный проходной вентиль высокого давления:

- 1 – шпindelь; 2 – полукольцо;
- 3 – основной клапан (тарелка);
- 4 – корпус; 5 – седло;
- 6 – разгрузочная тарелка;
- 7 – коническая часть шпинделя;
- 8 – втулка

**Рис. 35. Прямоточный вентиль:**

1 – корпус; 2 – золотник; 3 – шток; 4 – крышка; 5 – сальник; 6 – стойка; 7 – маховик;
8 – ходовая гайка; 9 – шпindel; 10 – сцепка

**Рис. 36. Вентиль угловой ВУ 50414**

деляют на вентили тарельчатые и диафрагмовые. Уплотнения шпинделя бывают сальниковые и сальфонные.

Проходные вентили имеют корпус с соосными или параллельными патрубками. В этих вентилеях поток рабочей жидкости делает, по крайней мере, два поворота (что и приводит к большому гидравлическому сопротивлению). Нижняя часть корпуса усилена ребром жесткости, что повышает надежность корпуса.

Прямоточные вентили имеют корпус с соосными патрубками и практически прямолинейное движение потока жидкости, а ось шпинделя расположена под углом к оси прохода. Эти вентили имеют малое гидравлическое сопротивление, компактны, не имеют в корпусе застойных зон, но имеют большую строительную длину и большую массу.

Угловые вентили имеют корпус с перпендикулярно расположенными патрубками. Один из патрубков может быть сосен, или параллелен, оси

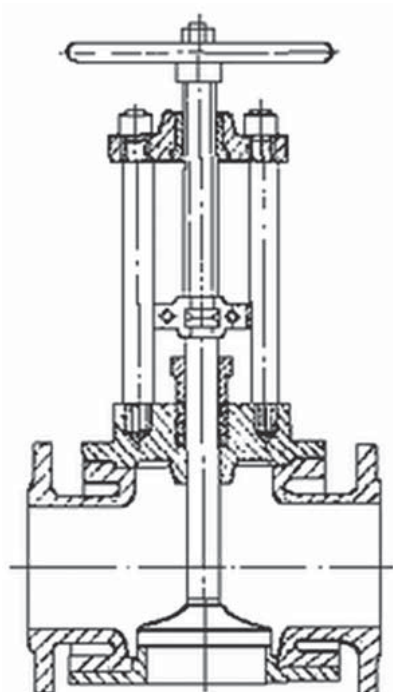
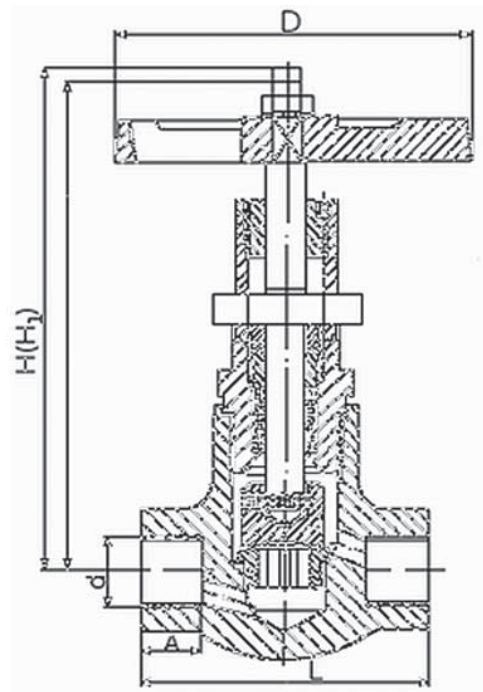


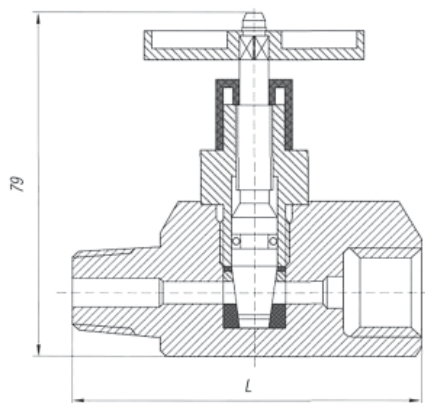
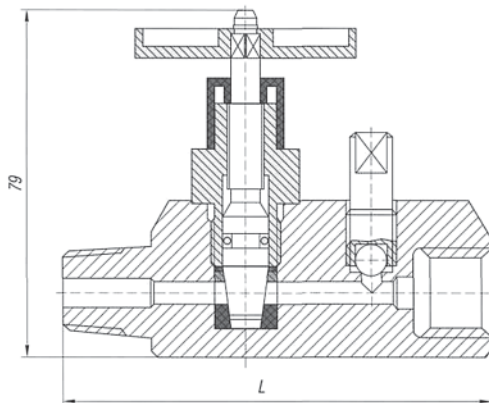
Рис. 37. Смесительный вентиль

Рис. 38. Вентиль запорный стальной
 $P_y = 16 \text{ МПа}$, $D_y = 15, 20, 25 \text{ мм}$

шпинделя. Эти вентили монтируются на поворотах трубопроводов. Они имеют большое гидравлическое сопротивление, большие габариты (высоту) и массу. Рассчитаны на работу при давлениях рабочей среды до 6,4 МПа и обычных температурах окружающей среды.

Смесительные вентили предназначены для смешивания двух потоков в одном корпусе. По габаритным размерам смесительные вентили не отличаются от проходных, но их гидравлическое сопротивление в 1,5–2 раза ниже. Эти вентили можно использовать и в качестве разделительных. Корпус вентиль имеет «трехходовую» конструкцию.

Запорно-регулирующие вентили – устройства, обеспечивающие управление подачей жидкости путем изменения гидравлического сопротивления дроссельной пары с надежным фиксированием промежуточных положений. Кроме регулирования потока эти вентили и перекрывают его. Конструкция запорно-регулирующих вентилей аналогична конструкции проходных или угловых запорных вентилей. В них запорное устройство изготавливается в виде профилированного золотника, чаще всего типа конической пробки, и которые хорошо обработаны и притерты друг к другу. Золотник и седло изготавливают из специальных сплавов. Вентили с золотником в виде конуса называются игольчатыми. В этой конструкции отсутствуют специальные седла, а герметизация обеспечивается притиркой поверхности пробки к уплотнительной поверхности корпуса. Недостатки: заедание затвора, притирка исключает взаимозаменяемость.

Рис. 39. Типовая схема
вентиля ВПЗРис. 40. Типовая схема
вентиля ВПЭМ

Условное обозначение	P , МПа	Минимальная температура окру- жающей среды, °С	Присоединительная резьба		L , мм
			слева	справа	
ВПЗ 5×16V Rc1/2-B Rc1/2-B	16	-40	Rc 1/2 внутр.	Rc 1/2 внутр.	70
ВПЗ 5×35yRc1/2-BRc1/2-B	35	-40	Rc 1/2 внутр.	Rc 1/2 внутр.	70
ВПЗ 5×35Y K1/2-B K1/2-B	35	-40	K1/2 внутр.	K1/2 внутр.	70
ВПЗ 5×35×Л Rc1/2-B Rc 1/2-B	35	-60	Rc 1/2 внутр.	Rc 1/2 внутр.	70
ВПЗ5×35×ЛK1/2-BK1/2-B	35	-60	K1 /2 внутр.	K1/2 внутр.	70
ВПЗ 5×35×Л M20×1,5-B M20×1,5-B	35	-60	M20×1,5 внутр.	M20×1,5 внутр.	70
ВПЗ 5×35×Л K1/2-H K1/2-H	35	-60	K1/2 наруж.	K1/2 наруж.	110
ВПЗ5×35×ЛK1/2-HM20×1,5-B	35	-60	K1/2 наруж.	M20×1,5 внутр.	90
ВПЗ 5×35×Л K1/2-H K1/2-B	35	-60	K1/2 наруж.	K1/2 внутр.	90
ВПЗ 5×35×Л K3/4-B K3/4-B	35	-60	K3/4 внутр.	K3/4 внутр.	78
ВПЗ 5×35×Л M22×1,5-H M22×1,5-H	35	-60	M22×1,5 наруж.	M22×1,5 наруж.	120
ВПЭМ 5×35×Л R1/2-H M20×1,5-B	35	-60	Rc1/2 наруж.	M20×1,5 внутр.	106
ВПЭМ 5×35×Л M20×1,5-B M20×1,5-B	35	-60	M20×1,5 внутр.	M20×1,5 внутр.	92
ВПЭМ 5×35×Л M20×1,5-H M20×1,5-H	35	-60	M20×1,5 наруж.	M20×1,5наруж.	119
ВПЭМ 5×35×Л K1/2-H M20×1,5-B	35	-60	K1 /2 наруж.	M20×1,5внутр.	106
ВПЭМ 5×35×Л K1/2-B M20×1,5-B	35	-60	K1/2 внутр.	M20×1,5 внутр.	98
ВПЭМ 5×35×Л K3/4-B M20×1,5-B	35	-60	K1 /2 внутр.	M20×1,5внутр.	98

13.2.2.4. Краны.**Технические характеристики, конструкция кранов**

Кран – это запорное устройство, состоящее из корпуса и пробки, в котором пробка имеет форму тела вращения с отверстием для пропуска жидкости или газа. Ниже представлена схема крана шарового запорного и показана схема уплотнения пробки шарового крана.

В зависимости от геометрической формы пробки и корпуса краны классифицируются по трем группам:

- конические краны;
- цилиндрические краны;
- шаровые краны.

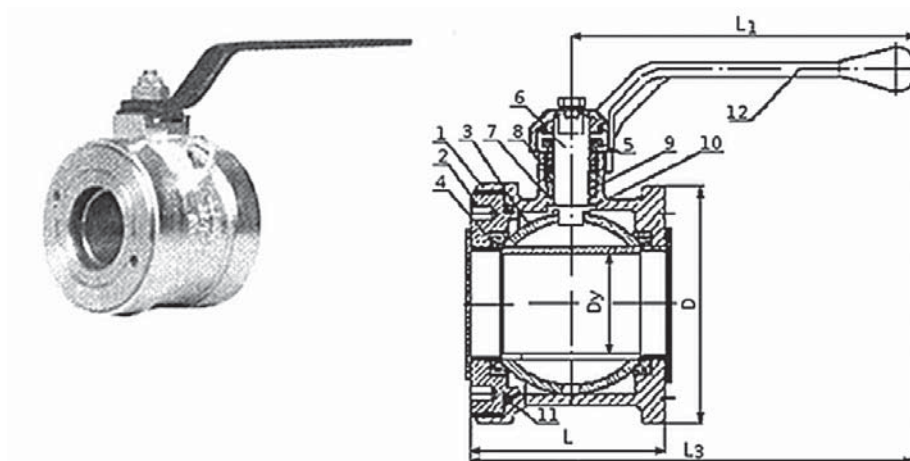


Рис. 41. Кран шаровый запорный компактный из нержавеющей стали:

1 – корпус; 2 – фланец запорный; 3 – пробка шаровая; 4 – седло; 5 – гайка нажимная; 6 – шпindel; 7, 8 – кольцо; 9, 10, 11 – кольцо уплотнительное; 12 – ручка

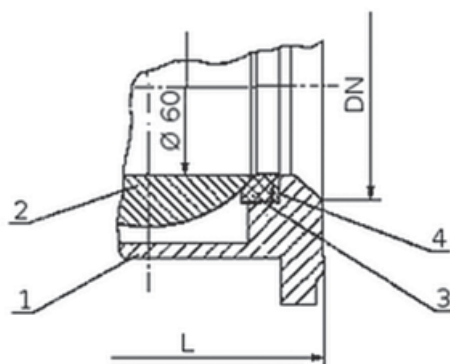
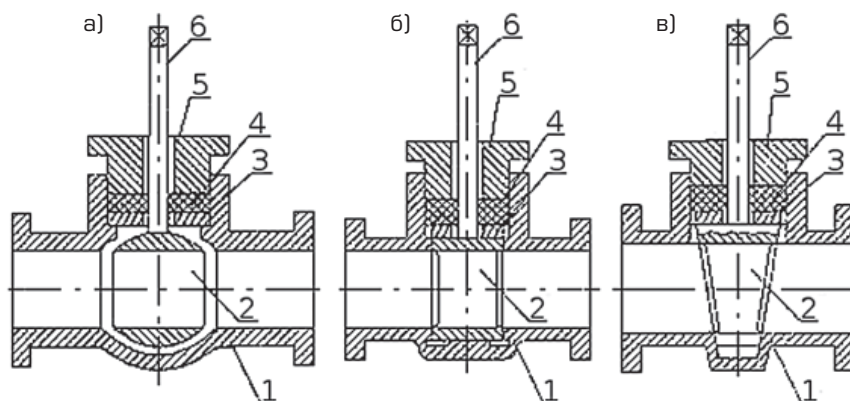


Рис. 42. Схема уплотнения пробки крана:

1 – корпус; 2 – пробка; 3 – уплотнение затвора; 4 – уплотнительное кольцо

**Рис. 43. Схемы кранов:**

а) – конический; б) – цилиндрический; в) – шаровый;
 1 – корпус; 2 – пробка; 3 – разделительная шайба; 4 – сальниковая набивка;
 5 – сальниковая втулка; 6 – хвостовик

Краны классифицируют также и по другим конструктивным признакам, например: по способу создания удельного давления на уплотнительных поверхностях, по форме окна прохода пробки, по числу проходов, по наличию или отсутствию сужения прохода, по типу управления и привода, по материалу уплотнительных поверхностей и т.д.

Преимущества кранов:

- низкое гидравлическое сопротивление;
- прямооточность;
- простота конструкции;
- небольшие габаритные размеры и масса;
- высокая прочность и жесткость;
- надежная герметизация;
- независимость от направления движения среды;
- возможность регулирования давления и подачи.

Недостатки кранов:

- максимальная рабочая температура 125 °С;
- необходимость точности изготовления трущихся деталей;
- высокая величина требуемого крутящего момента на шпинделе при открытии, закрытии.

Для правильного выбора крана, обеспечения его работоспособности, надежности и долговечности необходимо знать условия, в которых будет работать данная конструкция, и требования, которые предъявляются к данному запорному устройству.

Магистральные трубопроводы, как правило, состоят из труб большого диаметра (700 мм и более) и оборудованы преимущественно шаровыми кранами, которые принято считать более прогрессивным видом запорной арматуры. Для снижения усилия открывания при больших рабочих давлениях по обе стороны

Конические краны

Конусность пробки составляет 1:6 или 1:7; выбирается конусность из условия обеспечения герметичности: чем меньше угол конусности, тем меньше осевое усилие вдоль пробки. При малой конусности возникает опасность заклинивания пробки в корпусе и появляется возможность задира уплотнительных поверхностей. Для обеспечения герметичности в кране необходимо создать осевое давление. В зависимости от способа создания этого давления краны с конической пробкой подразделяются на натяжные, сальниковые, краны со смазкой и с прижимом.

Цилиндрические краны

Краны с цилиндрическим затвором проще конических в изготовлении, а их уплотнительные поверхности не нуждаются в притирке. Эти краны изготавливаются с металлическим и эластичным уплотнением. Уплотнение металл по металлу обеспечивается качественным изготовлением поверхностей, небольшим натягом или минимальным зазором. Удельные давления на уплотнительных поверхностях малы. При перекачках горячих жидкостей краны с цилиндрическим затвором применять не рекомендуется, так как возможно заклинивание пробки в корпусе при неодинаковом расширении корпуса крана и пробки. Достаточно широко применяют цилиндрические краны со смазкой, система подачи которой такая же, как и у конических кранов. Цилиндрические краны с эластичным уплотнением имеют металлическую пробку и седло из пластмассы, резины или специальных составов с асбестовым, графитовым или другим наполнителем. При износе седло легко заменяется новым.

Шаровые краны

Шаровые краны имеют преимущества конических кранов: простота конструкции, прямооточность и низкое гидравлическое сопротивление. Их отличие состоит в том, что:

- пробка и корпус, благодаря их сферической форме, имеют меньшие габаритные размеры и массу, большие прочность и жесткость;
- даже при неточном изготовлении контакт уплотнительных поверхностей полностью перекрывает проход и обеспечивает надежную герметизацию;
- в шаровых кранах с уплотнительными кольцами из пластмассы притирка вообще не производится (пробка покрывается антикоррозионным защитным слоем).

Для снижения сил трения при повороте шарового крана часто применяют смазку (в основном при высоких давлениях) или пластмассы с низким коэффициентом трения (фторопласт, полиамид и др.). Ниже показаны различные виды шаровых кранов.

Существуют разнообразные конструкции шаровых кранов, которые можно подразделить на два основных типа: краны с плавающей пробкой и краны с плавающими кольцами. Наиболее распространены краны с плавающей пробкой из-за их простоты и надежности в работе. В этих кранах пробка может свободно перемещаться относительно шпинделя. Такое «пла-

вание» пробки обеспечивает надежную герметичность затвора. В шаровых кранах с плавающими кольцами пробка воспринимает нагрузку от разности давлений перекачиваемой жидкости, а уплотнительные плавающие кольца прижимаются к пробке давлением среды или пружинами, т.е. они могут перемещаться в своих гнездах. Недостатком шаровых кранов с плавающими кольцами является сложность конструкции, а также высокие требования к точности изготовления.

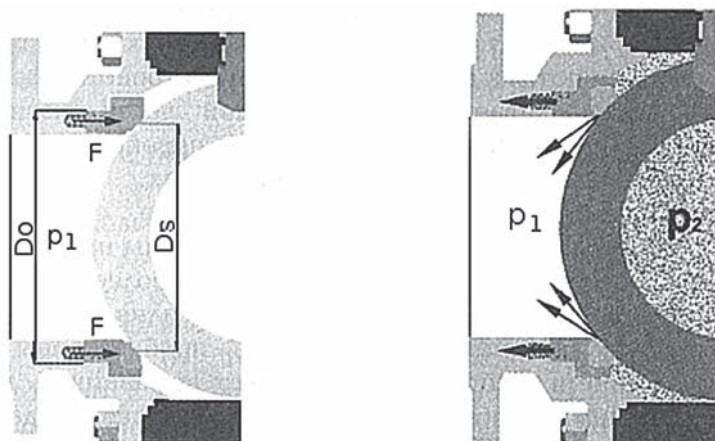


Рис. 44. Стальной шаровой кран с мягким уплотнением

Кран шаровый со сменными штуцерами КШ

Кран шаровый со сменными штуцерами КШ предназначен для применения в качестве запорного устройства и регулятора расходов в составе арматуры устья нагнетательной скважины.

Кран может применяться на других объектах системы поддержания пластового давления. Кран рассчитан для эксплуатации в районах с умеренным климатом по ГОСТ 16350-80 при температуре окружающего воздуха от -40°C до $+40^{\circ}\text{C}$.

Климатическое исполнение. У.

Категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Рабочая среда – вода пресная, вода сточная промышленная с содержанием мехпримесей не более 0,5% с размерами твердых частиц не более 0,1 мм, H_2S и CO_2 до 0,03% по объему каждого. Температура рабочей среды – не более $+80^{\circ}\text{C}$.

Конструкция крана шарового позволяет производить смену дросселирующей насадки под давлением через боковое окно в корпусе крана. Применение данной конструкции позволяет сократить затраты времени на изменение режима скважины и при этом не требуется дополнительного перекрытия скважинного потока и нагнетательного давления. Это дает значительный экономичный эффект в результате снижения потерь материальных и финансовых ресурсов из-за простоев скважин.

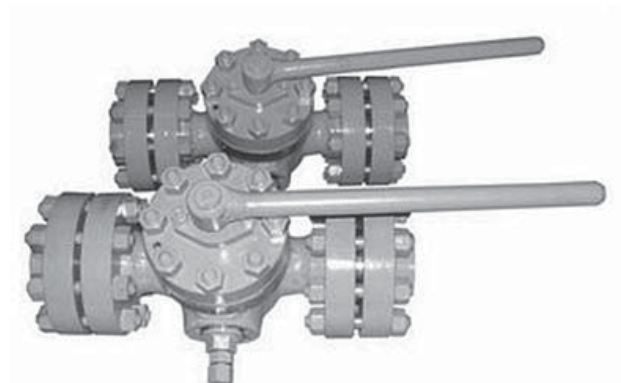


Рис. 45. Кран шаровый со сменными штуцерами КШ

Технические характеристики крана шарового со сменными штуцерами КШ

Диаметр сменных насадок, мм	2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 15, 18
Рабочее давление, МПа (psi)	21 (3 000)
Проводимая среда:	нефть, газ, газоконденсат, вода с содержанием H_2S и CO_2 до 0,03% по объему
Температура проводимой среды, °С, не выше	120
Усилие на рукоятке КШ, при управлении, кгс	25
Масса, кран шаровый, кг	51

13.2.2.5. Дисковые поворотные затворы

Запорный элемент арматуры – диск диаметром, приблизительно равным внутреннему диаметру трубопровода. Затвор открывается и закрывается вращением диска вокруг оси, перпендикулярной оси трубопровода. Благодаря простой геометрической форме корпуса и запорного элемента дисковые поворотные затворы просты по конструкции и невелики по габаритным раз-

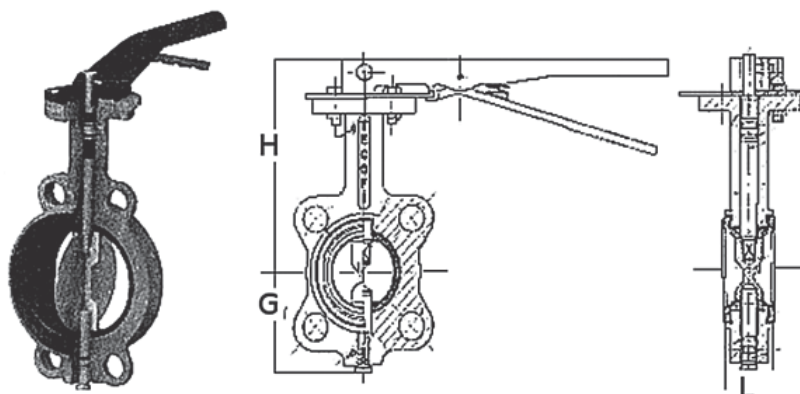


Рис. 46. Дисковый поворотный затвор

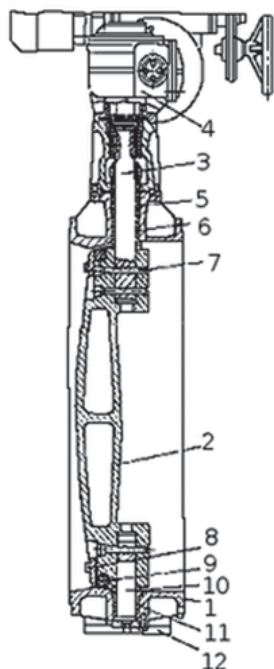


Рис. 47. Дисковый затвор с уплотнением на диске:

- 1 – корпус; 2 – диск; 3 – вал;
4 – электропривод; 5 – сальник;
6, 11 – подшипники скольжения вала и
оси; 7 – штифты крепления диска;
8 – кольцо крепления уплотнения;
9 – уплотнительное кольцо (резиновый
жгут); 10 – ось; 12 – крышка

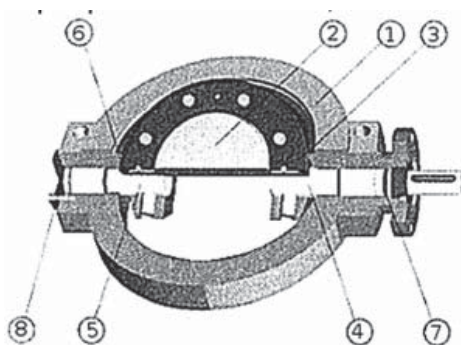


Рис. 48. Запорный клапан с одинарным эксцентриситетом:

- 1 – корпус; 2 – тарель; 3 – седло;
4, 5 – вал, цапфа; 6, 7, 8 – уплотнение

мерам. В центральной части корпуса дискового затвора расположены подшипники вала, на котором вращается диск.

Дисковые поворотные затворы позволяют соединить в одной конструкции две основные функции трубопроводной арматуры – регулирование и полное перекрытие (запирание) потока, что обуславливает экономичность их использования. Отличие дисковых затворов от подобных им по конструкции дроссельных заслонок состоит в том, что затворы обеспечивают герметичность в закрытом положении. На рисунке 46 представлен затвор поворотный дисковый в разъемном корпусе.

Основные преимущества дисковых затворов по сравнению с другими видами запорной арматуры – простота конструкции, малые габаритные размеры и масса – дают тем больший эффект, чем больше условный проход арматуры.

Дисковые затворы можно классифицировать по следующим признакам:

- по конструкции и расположению уплотнений различают затворы с металлическим уплотнением, с эластичными уплотнениями на диске и в корпусе. Последние, в свою очередь, могут быть с эластичным уплотнительным кольцом, эластичным седлом и эластичной рубашкой на корпусе. Ниже показан дисковый затвор с уплотнением на диске;

- по расположению вала и диска затворы могут быть с соосным расположением вала и диска, с наклонным диском и наклонным валом;

- по типу присоединения к трубопроводу затворы разделяют на фланцевые и бесфланцевые.

Привод дисковых затворов бывает ручной, с механическим редуктором, пневматический, гидравлический и электрический.

Так же различают запорные клапаны с одинарным и двойным эксцентриситетом. В первом случае ось управляющего вала не совпадает с осью уплотнения, во втором – ось управляющего вала не совпадает с осью уплотнения и с осью потока. Такого рода запорные клапаны используют для перекрытия потока, а так же регулирования расхода.

13.2.2.6. Детали и уплотнения для трубопроводной арматуры.

Классификация деталей и уплотнений трубопроводной арматуры

К материалам для трубопроводной арматуры предъявляются следующие основные требования: высокая прочность, выносливость, пластичность, коррозионная стойкость, технологичность в изготовлении, долговечность.

Материалы для деталей арматуры выбирают по рабочим условиям эксплуатации с учетом этих и дополнительных требований, зависящих от их назначения, конструктивных особенностей и размеров. Корпуса, крышки, стойки, маховики и другие детали изготавливают из стального и чугунового литья, поковок из углеродистой и легированной стали, а также горячекатаной стали, углеродистой обыкновенного качества, углеродистой конструкционной качественной и ряда марок низколегированной и легированной стали.

Кроме этих материалов для изготовления золотников, седел, клапанов, вкладышей и втулок сальников и других деталей применяют латунь и бронзу, а также прокладочные и уплотнительные материалы (набивки сальников). Уплотнительные поверхности арматуры в ряде случаев наплавляют твердыми сплавами для повышения их износостойкости. Для изготовления отдельных деталей арматуры широко применяют полимерные материалы.

Полимерные материалы для деталей трубопроводной арматуры

Для изготовления деталей трубопроводной арматуры (кранов, вентилях и т.п.) и фасонных частей трубопроводов (тройников, крестовин, угольников и т.п.) применяют полимерные материалы – полиэтилен низкой и высокой плотности, винипласт и др. Фасонные изделия из полимерных материалов изготавливают литьем под давлением.

Полимерные материалы применяют также для облицовки (футерования) труб, корпусов, крышек, тарелок, клапанов и других деталей арматуры, соприкасающихся с коррозионно-активными средами.

Полиэтиленовые изделия изготавливают из литьевой композиции на основе ПЭВП и ПЭНП. Из полиэтилена делают мембраны, защитные покрытия, прокладки, а также некоторые фасонные части. Предназначены они для работы при температуре от –60 до +60 °С.

Винипластовые изделия (корпусные детали арматуры) применяют для эксплуатации при положительных температурах до 40–60 °С. Они обладают высокой химической стойкостью против воздействия агрессивных сред: кислот, щелочей и их растворов.

Фторопластовые изделия (уплотнительные кольца, мембраны, прокладки) применяют при температуре от –250 до +200 °С. Фторопласт химически

стоек в среде минеральных кислот, щелочей, органических растворителей, окислителей и т.д.

Полипропиленовые изделия (корпусные и уплотнительные детали) применяют при температуре от -5 до $+110$ °С.

Свойства чугуна, применяемого для изготовления деталей трубопроводной арматуры

Чугун широко применяют для изготовления различных деталей трубопроводной арматуры и резервуарного оборудования: корпуса и пробки кранов трубопроводов, корпуса и крышки конденсационных горшков, корпуса огневых предохранителей резервуаров и т. д. Он обладает способностью поглощать вибрации и выравнивать напряжения. Его работоспособность практически не зависит от степени чистоты поверхности отливок, наличия надрезов на ней и т. п. Кроме того, чугунные отливки имеют хорошие технологические и высокие механические свойства.

Чугуны классифицируются главным образом по химическому составу и микроструктуре.

По химическому составу чугуны делятся на нелегированные и легированные. Нелегированным называется чугун, в котором кроме углерода содержится (в %) до 4 Si, до 2 Mn, до (1–1,2) P, до (0,18–0,2) S. Легированным называется чугун, в котором содержатся кремний или марганец выше указанных пределов или специально введенные легирующие примеси – хром, никель, медь, молибден и др.

По структуре чугуны делятся на белые, серые, ковкие высокопрочные с шаровидным графитом. Свойства чугуна определяются структурой его металлической основы и характером включений углерода (в виде цементита или графита).

Белый чугун содержит углерод в виде цементита и имеет белый лучистый вид излома. Такой чугун отличается высокой твердостью, прочностью, высокими износостойкостью и хрупкостью. Он плохо поддается обработке резанием, поэтому его почти не используют. Применяют обычно серый чугун с включениями графита и отбеленной поверхностью, т.е. чугун, поверхностные слои которого имеют структуру белого чугуна для увеличения износостойкости, а сердцевина – структуру серого чугуна.

Серый чугун обладает наилучшими технологическими и хорошими физико-механическими свойствами и является основным материалом для различных отливок. Он содержит (в %): (3–3,6) C, (0,4–1) Mn, (1,3–3,5) Si, (0,12–1) P, (0,1–0,15) S. Структура металлической основы такого чугуна может быть ферритной, перлитной или перлитно-ферритной, а форма графита – пластинчатая. Излом чугуна серый, обусловленный выделением графита в металлической основе.

В зависимости от предела прочности при растяжении серый чугун подразделяется на различные марки. В обозначении марок серых чугунов двузначное число показывает предел прочности при растяжении. Чугун имеет в 1,5–2 раза меньший модуль упругости по сравнению с модулем упругости стали, причем значение его уменьшается с увеличением растягивающих напряжений, что связано с наличием графитных включений в чугуне.

Таблица 3

Механические свойства отливок из серого чугуна

Марка чугуна	Предел прочности при растяжении, МПа, не менее	Предел прочности при изгибе, МПа, не менее	Твердость HB
СЧ10	98	274	143–229
СЧ15	147	314	163–229
СЧ20	196	392	170–241
СЧ25	245	451	180–250
СЧ30	294	490	181–255
СЧ35	343	539	197–269
СЧ40	392	588	207–285
СЧ45	441	637	229–289

Для арматуры низкого давления при температуре от -15 до $+250$ °С применяют серый чугун марок СЧ10, СЧ15, СЧ20, СЧ25 и др. Из серого чугуна этих марок изготавливают различные детали арматуры (корпусы редукторов, шестерни, маховики, стойки, кронштейны и т.д.). Из чугуна марок СЧ30, СЧ35 изготавливают ответственную арматуру с большими диаметрами условных проходов, к которой по прочности, плотности и однородности предъявляют высокие требования.

В зависимости от степени легирования серые чугуны подразделяются на низколегированные с содержанием легирующих элементов 3–10% и высоколегированные с содержанием легирующих элементов свыше 10%. Легированный чугун имеет более высокие показатели механических свойств по сравнению с обычными серыми и модифицированными чугунами (σ_b при растяжении до 450 МПа и выше), а также износостойкость, антифрикционность, теплоустойчивость и т.п.

Ковкий чугун по механическим свойствам занимает промежуточное положение между серым чугуном и сталью. Износостойкость ковкого чугуна несколько ниже, чем стального литья. В обозначении марки ковкого чугуна двузначное число показывает предел прочности при растяжении образца.

Таблица 4

Механические свойства ковкого чугуна, полученного графитизирующим отжигом

Марка чугуна	Предел прочности при растяжении МПа, не менее	Относительное удлинение на литом образце $d = 16$ мм, %, не менее	Твердость HB, не более
КЧ30	300	6	163
КЧ33	330	8	149
КЧ35	350	10	149
КЧ37	370	12	149
КЧ45	450	6	241

Окончание таблицы 4

Марка чугуна	Предел прочности при растяжении МПа, не менее	Относительное удлинение на литом образце $d = 16$ мм, %, не менее	Твердость НВ, не более
КЧ50	500	4	241
КЧ56	560	6	269
КЧ60	600	3	269
КЧ63	630	2	269

Трубопроводную арматуру из ковкого чугуна марок КЧ30 и КЧ33 применяют для температур от минус 30 до 400 °С и давлений до 4 МПа при условном диаметре прохода $D_y = 80$ мм. Возможно применение ковкого чугуна для изготовления арматуры $D_y = 100$ мм при рабочем давлении до 2 МПа и температуре менее 300 °С.

Высокопрочный чугун со сферическим (шаровидным) графитом. Шаровидная форма графита в отличие от пластинчатой вызывает меньшие концентрации напряжений и позволяет повысить прочность основной (металлической) массы чугуна на 70–90% при наличии пластичности. В обозначении марки чугуна двузначное число показывает предел прочности при растяжении.

Таблица 5

Механические свойства высокопрочного чугуна разных марок

Марка чугуна	Предел прочности при растяжении, МПа, не менее	Условный предел текучести при растяжении, МПа, не менее	Относительное удлинение, %, не менее	Твердость НВ, не менее
ВЧ35	350	220	22	140–170
ВЧ40	400	250	15	140–202
ВЧ45	450	310	10	140–225
ВЧ50	500	320	7	153–245
ВЧ60	600	370	3	192–277
ВЧ70	700	420	2	228–302
ВЧ80	800	180	2	248–351
ВЧ100	1000	700	2	270–360

Чугуны марок ВЧ50, ВЧ60, ВЧ70 характеризуются высокими показателями прочности при сравнительно невысоких показателях пластичности. Чугуны марок ВЧ45, ВЧ40 характеризуются пониженной прочностью при сравнительно высоких показателях пластичности.

Особенности механических свойств чугуна с шаровидным графитом: высокий предел прочности; высокое отношение предела текучести к пределу прочности ($\sigma_T/\sigma_B = 0,8$); повышенные значения пластичности (удлинение и ударная вязкость); высокий предел усталости; циклическая вязкость больше чем у стали. По прочности высокопрочный чугун с шаровидным графитом близок к качественным углеродистым сталям. Он является полноценным

заменителем в ряде случаев стального литья, поковок из стали и ковкого чугуна. Высокопрочные чугуны марок ВЧ35, ВЧ45, ВЧ40 используют для отливок корпусов и крышек арматуры, работающих под давлением до 2,5 МПа и температуре 300 °С, а также для других деталей арматуры при более широких пределах давлений и температур.

Отливки деталей трубопроводной арматуры различного вида (корпус, крышки, стойки и др.) изготавливают из стали углеродистой конструкционной качественной марок: 15Л, 20Л, 25Л, 30Л, 35Л, 45Л (Л – литая сталь, двузначные цифры – среднее содержание углерода в сотых долях процента), а также из легированной конструкционной стали.

В зависимости от качества стальные отливки подразделяют на три группы:

I – отливки общего назначения, у которых контролируют химический состав материала, размеры и внешний вид; они предназначены для деталей, не несущих нагрузки; их размеры определяют по конструктивным или технологическим соображениям;

II – отливки ответственного назначения, у которых контролируют те же показатели, что и у отливок группы I, и, кроме того, механические свойства стали (σ_b , σ_t и δ); они предназначены для деталей, работающих при статических нагрузках, рассчитываемых на прочность;

III – отливки особо ответственные, предназначенные для деталей, работающих при циклических динамических и ударных нагрузках, рассчитываемых на прочность.

Отливки из углеродистой стали группы I марок 15Л, 20Л, 25Л применяют при температуре от –15 до +400 °С и групп II и III марок 20Л, 25Л, 30Л, 35Л – от –40 до +450 °С и любых давлениях. При температуре от –50 до +450 °С используют отливки из легированной стали марок 20ХЛ; от –40 до +500 °С – 20ХМЛ; от –40 до +550 °С – 20Х5ТЛ и 20Х5МЛ; от –60 до +350 °С – 08ГДНФЛ и др.

По механическим свойствам поковки после окончательной термической обработки подразделяют на категории прочности КП 18, КП 20, КП 22, КП 25, КП 28, КП 32, КП 35, КП 40, КП 45, КП 55, КП 60, КП 65, КП 70, КП 75, КП 80. Буквы КП означают: «категория прочности», двузначные цифры – предел текучести (180, 200 и т. д. в МПа).

Таблица 6

**Марка стали для поковок диаметром (толщиной) до 100 мм
в зависимости от требуемой категории прочности**

Категория прочности	Марка стали
КП 18	Ст3*, 15; 20*; 25*
КП 20	Ст3*, Ст3Гсп*, 15*; 20*; 25*; 15Х; 20Х*; 15ХМ*
КП 22	20*; 25*; 10Г2*, 20Х*; 15ХМ*; 12Х1МФ*
КП 25	20*; 30*; 35*; 20ГС*, 20Х*; Ст5*; 12ХМ*; 15ХМ*
КП 28	35*; 40*; 45*; 25ГС*; 50*

Окончание таблицы 6

Категория прочности	Марка стали
КП 32	35*; 45*; 50*; 40Х*; 45Х*; 15ХМ*; 50Г2*; 35ХМ*
КП 35	40; 45; 15Х; 40Х*; 50Г2*; 45Х*; 50Х*; 15ХМ*; 35 ХМ*; 38ХГН*
КП 40	45; 30Х; 40Х; 50Г2*; 15ХМ; 30ХМА; 40ХН; 30ХГС; 34ХН1М*
КП 45	40Х; 35ХМ; 40ХН; 38ХГН; 25Х1МФ*; 34ХН1М; 30ХМА; 15ХМ
КП 50	55; 55Х; 35Х; 40Х; 45Х; 15ХМ; 35ХМ; 30ХГСА; 30ХМА; 38ХМ; 38ХГН; 40ХН;
КП 55	40ХН; 38ХС; 40ХФА; 38ХГН; 34ХН1М; 25Х1МФ; 30ХГСА
КП 60	45Х; 35ХС; 38ХГ; 35ХГСА; 36ХМ; 40ХН; 45ХН; 38ХГН; 20ХН3А; 25Х1МФ; 30ХГСА
КП 65	45Х; 50Х; 45ХН; 30ХГСА; 35ХГСА; 34ХН1М
КП 70	30ХГТ; 30ХГСА; 20ХН3А; 30Х1М1Ф1ТР; 25Х2МФ*; 34ХН1М; 34ХН3М*
КП 75	34ХН1М; 34ХН3М*; 40ХН2МА; 40Х2Н2МА; 38Х2Н2МА
КП 80	18Х2Н4НА; 34ХН3МА; 38Х2Н2МА; 38ХН3МФА*; 40ХН2МА

Примечание. Все поковки проходят закалку и отпуск. * — поковки проходят нормализацию.

Механические свойства сталей для деталей трубопроводной арматуры

Для деталей арматуры применяют углеродистые стали обыкновенного качества и углеродистые качественные конструкционные. Для ответственной и особо ответственной арматуры используют низколегированную и легированную конструкционные стали.

Таблица 7

Механические свойства низколегированной и легированной конструкционных сталей

Марка стали	σ_T , МПа	σ_B , МПа	δ , %	ψ , %	КСУ, Дж/см ²
20Х	650	800	11	40	60
40Х	800	1 000	10	45	60
10Г2*	250	430	22	50	—
09Г2С**	280	450	21	—	60
10ХСНД**	400	520	19	—	—
08ГДНФ	450	550	20	45	40
15ХМ*	280	450	21	55	120
30ХМА	750	950	12	50	90
35ХМ	850	950	12	45	80
40ХФА	750	900	10	50	90
38Х2МЮА	850	1 000	14	50	90
12Х1МФ	260	480	21	55	100
25Х1МФ	750	900	14	50	60
20Х2МА*	450	600	16	45	70

Марка стали	σ_t , МПа	σ_b , МПа	δ , %	ψ , %	KCU, Дж/см ²
40ХН2МА	850	1 000	12	55	100
20ХН3А	750	950	12	55	по
38ХН3МФА	1 100	1 200	12	50	80
18Х2Н4МА	850	1 150	12	55	100
18Х3МВ	450	650	18	—	120
20Х3МВФ	750	900	12	40	60

Примечание. Механические свойства сталей приведены для образцов в термически обработанном виде (закалка + отпуск). * – нормализация + отпуск. ** – в состоянии поставки.

13.2.2.7. Свойства цветных металлов для деталей трубопроводной арматуры

Из числа цветных металлов и сплавов для изготовления деталей трубопроводной и резервуарной арматуры применяют латунь (седла клапанов и т.п.) и бронзу (пробки и втулки сальников вентилей, вкладыши и грундбоксы сальников, золотники предохранительных клапанов и т.д.).

Свойства латуни

Сплавы меди с цинком (до 45% Zn) называют латунями. При содержании цинка свыше 45% резко падает прочность латуни, в связи с этим латуни с содержанием цинка более 45% не применяют. Латуни маркируют буквой Л и последующей двузначной цифрой, обозначающей содержание меди в процентах (например, Л63 – 63% Cu и 37% Zn).

Наличие 1–1,5 % олова в латуни повышает ее коррозионную стойкость в морской воде. В латуни можно вводить также алюминий и никель для повышения механических свойств и коррозионной стойкости (ЛАН5 9-3-2, где буква А и цифра 3 обозначают наличие алюминия в количестве 3%, а буква Н и цифра 2 – наличие никеля 2%). Наличие марганца в латуни указывают буквы Мц в обозначении ее марки, кремния – буква К, железа – буква Ж и т.д. с указанием процентного содержания их соответственно расположению букв в марке. Например, в прутке латуни марки ЛЖМц59-1-1 содержится (в %) меди в среднем 59, железа 1 и марганца 1. При использовании латуни как литейного сплава в обозначение марки вводят дополнительно букву Л после цифр, указывающих количественное содержание элементов (ЛС59-1Л). Содержание случайных примесей в латунях составляет 0,4–0,9%.

Латуни применяют при температуре 225–250 °С. Они являются пластичным материалом, имеют хорошую коррозионную стойкость (особенно после отжига). С понижением температуры механические свойства латуней повышаются, поэтому их можно применять при низких температурах.

Кремнистую и свинцовистую латуни марок ЛК80-ЗЛ и ЛС59-1Л используют для ответственных литых деталей арматуры, работающих при низких давлениях. Из латуни марки ЛЖМц59-1-1 изготавливают поковки шпинделей, ходовых гаек и др. Ходовые гайки также выпускают из латуней марок ЛМцС58-2-2 и ЛС59-1, уплотнительные кольца задвижек и вентилей – из латуней марок Л63 (прокат), ЛМц58-2-2Л и ЛК80-ЗЛ (от-

ливки). Латунь марок Л63, ЛЖМц59-1-1 можно использовать для деталей арматуры, работающей в условиях низких температур до -263°C .

Свойства бронз

Бронзами называют сплавы меди с оловом, алюминием, бериллием, кремнием или свинцом. Бронзы дополнительно легируют железом, марганцем, иногда титаном. В зависимости от основного легирующего элемента бронзы подразделяют, соответственно, на оловянистые, алюминиевые, бериллиевые и т.д. Бронза имеет более высокую прочность и более низкую пластичность, чем латунь. Применяют бронзу для изготовления деталей арматуры: шпинделей, ходовых гаек, подшипников, втулок, венцов червячных колец, а также пружин, работающих в коррозионной среде.

Оловянистые бронзы представляют собой сплавы меди с оловом при содержании олова до 14%.

Бронзу маркируют буквами Бр, затем буквами, обозначающими наличие легирующих элементов (О – олово, А – алюминий, Б – бериллий, К – кремний, Ц – цинк, Мц – марганец, Т – титан, Ф – фосфор, С – свинец, Ж – железо, Н – никель), и цифрами после перечисленных букв, обозначающими процентное содержание легирующих элементов, например, БрОФ6,5-О,15, в которой олова содержится в среднем 6,5%, фосфора – 0,15%.

Наиболее распространены следующие безоловянистые бронзы, обладающие за счет легирования высокими механическими, антикоррозионными и технологическими свойствами:

Алюминиевые бронзы содержат 5–11% Al. Их легируют дополнительно Mn 1–2,5%, Fe 2–6,5%, Ni 3,5–6,5%, Pb 1–1,5%.

Бериллиевые бронзы с содержанием бериллия до 2% обладают высокими упругими свойствами, хорошей коррозионной стойкостью, хорошо свариваются, обрабатываются резанием и подвергаются закалке.

Кремнистые бронзы обладают высокой коррозионной стойкостью и механическими свойствами, чем оловянистые (БрКМцЗ-1; БрКЦ4-4; БрКН1-3 и др.).

13.2.2.8. Прокладки для трубопроводной арматуры

К прокладочному материалу предъявляют требования, исходя из рабочих условий эксплуатации трубопроводной арматуры. Для создания надежной плотности материал прокладки должен заполнять неровности уплотняемых поверхностей – чаще всего поверхностей фланцевых соединений. Плотность создают при затяжке прокладок между ними с помощью болтов, шпилек и т.п. Материал прокладки должен быть упругим (эластичным), но и достаточно прочным, чтобы при затяжке соединения не происходило раздавливания прокладки или выжимания ее в сторону между уплотняемыми поверхностями под действием давления среды. Коэффициент линейного расширения материала прокладки должен быть близким к коэффициенту линейного расширения материала арматуры и болтов.

Материал прокладки должен обладать стабильностью физических свойств при рабочей температуре среды, быть коррозионно-устойчивым. Если прокладку изготавливают из металла, то он должен иметь твердость и

предел текучести ниже, чем металл уплотняемых поверхностей фланцев или патрубков, чтобы пластически не деформировать уплотняющие поверхности, а также не должен образовывать с металлом арматуры при данной среде гальваническую пару. Для изготовления прокладок применяют различные материалы: резину, картон, асбест, паронит, пластмассы и металлы, обеспечивающие плотность неподвижных соединений при различных условиях работы арматуры в различных жидких и газовых средах.

Для уплотнения неподвижных соединений наиболее часто применяют резину, которая практически непроницаема для жидкостей и газов, имеет достаточную химическую стойкость, обладает высокой эластичностью (относительное удлинение при разрыве составляет до 150%). Для прокладок применяют листовую техническую резину на основе синтетического каучука без тканевых прослоек, так как прослойки иногда приводят к нарушению герметичности соединения (утечки через волокна ткани). По твердости резина подразделяется на мягкую, средней и повышенной твердости. По коррозионной стойкости резина делится на пять типов: маслбензостойкую – для температур от -30 до 50 °С; кислотощелочностойкую – для температур от -30 до 50 °С; теплостойкую для температур – до 140 °С; морозостойкую – для температур от -45 до 50 °С и пищевую – для температур от -30 до 50 °С. Под действием температуры в резине значительно ускоряются процессы «старения» (при более 50 °С), имеющие место и при нормальной температуре. При этом снижается эластичность резины, увеличивается ее твердость.

Для прокладок используют картон целлюлозный класса II промышленно-технический. Его применяют в арматуре для пара низкого давления, воды при температуре до 120 °С и при рабочем давлении до $0,6$ МПа; для масла при температуре не более 80 °С и давлении менее 4 МПа и в других случаях. Картон подразделяется на водонепроницаемый и прокладочный (пропитанный), используемый для нефтепродуктов при температуре менее 85 °С и давлении менее $0,6$ МПа. Для высоких температур целлюлозный картон непригоден, так как он обугливается.

Фибра листовая (ФЛАК) представляет собой бумагу или целлюлозу, обработанную хлористым цинком и затем каландрованием. Применяют ее для прокладок, работающих при температуре до 100 °С и в средах керосина, бензина, смазочного масла, кислорода и углекислоты.

Асбест используют при повышенных и высоких температурах в виде листового картона или шнура. Более распространен имеет белый хризотилвый асбест, обладающий высокой прочностью. При температуре 500 °С его прочность снижается на 33%, а при температуре 600 °С – на 77%. Температура плавления волокна $1\ 500$ °С. Для арматуры, работающей с газовыми средами при температуре до 600 °С применяют непропитанный асбестовый картон. Асбестовый картон, пропитанный натуральной олифой, используют для прокладок в среде нефтепродуктов при давлениях до $0,6$ МПа и температуре менее 180 °С.

Паронит получают из асбеста и каучука путем вулканизации и вальцевания под большим давлением. Состоит он из 60–70% асбестового волокна, 12–15% каучука, 15–18% минеральных наполнителей и 1,5–2% серы.

Паронит – универсальный прокладочный материал – используют в арматуре для насыщенного и перегретого пара, горячих газов и воздуха, растворов щелочей и слабых растворов кислот, аммиака, масел и нефтепродуктов при температуре до 450 °С. Допускаемое давление на паронит достигает 130 МПа. Существуют следующие марки паронита: ПОН (паронит общего назначения), ПМБ (паронит маслобензостойкий), ПА (паронит армированный) и ПЭ (паронит электролизерный).

Паронитовые прокладки общего назначения – асбосодержащий материал, изготовленный из смеси волокон хризотилового асбеста, синтетического и натурального каучука, наполнителей и вулканизирующей группы. Устанавливаются для запорной арматуры при перекачке пресной перегретой воды, насыщенного и перегретого пара, сухих нейтральных и инертных газов, воздуха, водных растворов солей, жидкого и газообразного аммиака, спиртов, жидкого кислорода и азота, тяжелых и легких нефтепродуктов. Применяются при давлении до 6,4 МПа и температуре от –50 до 450 °С для труб диаметром 10–800 мм.

Полимерные материалы применяют для прокладок при невысоких температурах среды. В качестве прокладочного материала применяют пластикат полихлорвиниловый, по эластичности близкий к резине. Он легко деформируется и уплотняет фланцевые соединения при относительно небольших усилиях натяга. Используют его для арматуры химических производств при температуре от –15 до 40 °С. Полиэтилен, обладающий высокой химической стойкостью, применяют для прокладок при температурах среды от –60 до 50 °С.

Фторопласт-4 служит для сложных прокладок, у которых сердцевину изготавливают из асбеста, резины или гофрированной стали, а облицовку – из фторопласта. В таких прокладках сердцевина обеспечивает упругость, а облицовка – высокую химическую стойкость. Фторопластовые прокладки используют при температуре среды от –250 до 200 °С. Выпускают также фторопластовый уплотнительный материал (ФУМ) марок В, Ф, К для температуры от –60 до 150 °С в виде шнуров различных профилей и размеров. Он обладает высокими антикоррозионными свойствами, как и фторопласт-4, но более удобен для использования. Допускаемое давление на прокладку из ФУМ до 30 МПа.

Для изготовления прокладок применяют металлы: алюминий марок АО, А, АД1; свинец марки С2; никель марок НП1, НВК; медь марок М1, М2; малоуглеродистую сталь марок О5, О8 и легированную сталь марок ОХ18Н10 и 12Х18Н10Т. Металлические прокладки обеспечивают достаточную плотность при высоких давлениях и высоких температурах среды. Недостатки таких прокладок – необходимость создания больших усилий для обеспечения прочности соединения, относительно низкие упругие свойства.

13.2.2.9. Уплотнительные материалы для трубопроводной арматуры

Большая часть конструкций трубопроводной арматуры имеет сальниковое устройство для уплотнения подвижного соединения крышка – шпindel с применением сальниковых набивок. Материалы сальниковых набивок

должны обладать высокой упругостью, термостойкостью и химической стойкостью против действия рабочей среды и возможно малым коэффициентом трения. В качестве набивочных в основном применяют хлопчатобумажные и пеньковые материалы, асбестовый шнур, графит, тальк и полимерные материалы (стекловолокно, фторопласт).

Хлопчатобумажную набивку, сухую или пропитанную, применяют в среде воды, воздуха, нефтепродуктов при давлении до 20 МПа и температуре от –40 до 100 °С. Пеньковую набивку в сухом или пропитанном виде используют при давлении до 16 МПа и температуре от –40 до 100 °С. Кольцевые манжеты из хлопчатобумажной ткани в виде прорезиненного материала (вулканизированного и графитизированного) марок МХБ, МЛ, МА используют для пара, воды, воздуха и нефтепродуктов при давлении до 40 МПа и температуре до 100 °С.

Асбестовую набивку применяют в виде плетеных или специально отформованных шнуров. Асбестовые кольца укладывают последовательно в коробку сальника. Асбестовый шнур, пропитанный смазкой ЦИАТИМ-221, пригоден для температур от –50 до 70 °С и давлений до 20 МПа; асбестовый шнур, пропитанный графитопарафиновой смазкой, – для температур от –200 до 50 °С и давлений до 4 МПа. Применяют также разрезные асбестоалюминиевые кольца марки КРАА для нефтепродуктов. Для температур до 510 °С используют набивку типа «пушенка», состоящую из хлопьев асбеста, перемешанных с чешуйчатым графитом. Верхнее и нижнее кольца сальниковой набивки изготавливают из асбеста, а пространство между ними заполняют «пушенкой».

Резиновые кольца и манжеты в зависимости от марки применяют для воды, масел, нефтепродуктов, кислот, щелочей и при температуре от –50 до 140 °С.

Графитовая набивка. Графит обладает высокой жаростойкостью (свыше 550 °С), химической стойкостью, хорошими антифрикционными свойствами, высокой теплопроводностью. Он не впитывает влагу. При наличии влаги графит образует с некоторыми сталями гальваническую пару и оказывает на них коррозирующее действие, поэтому графитовую набивку устанавливают в сальники арматуры непосредственно перед эксплуатацией, а шпindel обычно азотируют во избежание износа.

Терморасширенный графит – специфический материал со свойствами, присущими графиту, с добавлением к основным свойствам графита упругости и сжимаемости. Терморасширенный графит применяется как материал для изготовления фланцевых эластичных прокладок, спирально навитых прокладок, сальниковой набивки. Аналогом терморасширенного графита, является материал графлекс.

13.2.2.10. Приводы запорной трубопроводной арматуры

Приводы служат для управления запорной трубопроводной арматурой. Существует несколько видов приводов запорной арматуры:

- ручной;
- ручной с механическим редуктором;
- электропривод;

- пневмопривод;
- гидропривод;
- пневмогидропривод.

Ручные приводы запорной трубопроводной арматуры с механизированным редуктором используются в системах трубопроводного транспорта малого и среднего диаметров.

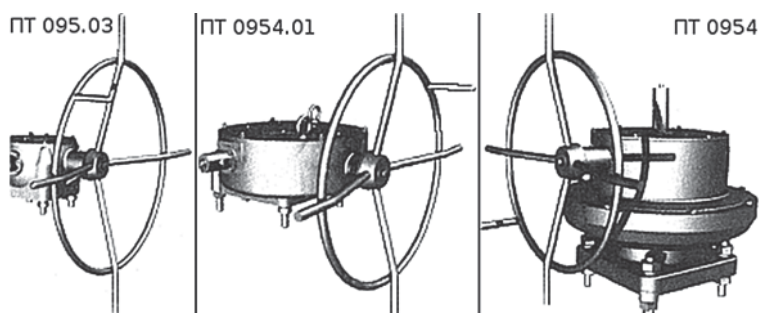


Рис. 49. Ручные приводы с механическим редуктором

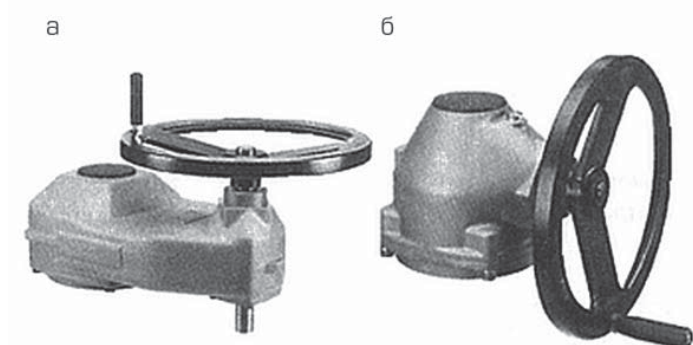


Рис. 50. Многооборотные редукторы ручного управления:

а – цилиндрический редуктор; б – конический редуктор

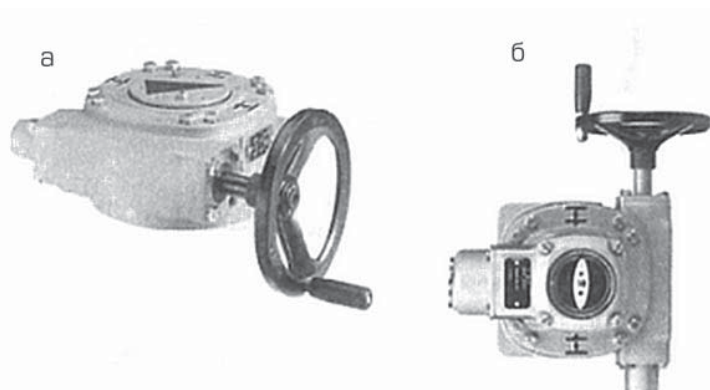


Рис. 51. Неполнооборотные редукторы ручного управления:

а – червячный редуктор; б – индикаторы положения арматуры

Электроприводы классифицируют по следующим признакам:

- по требованиям взрывобезопасности: в нормальном и взрывобезопасном исполнениях;
- по типу редуктора: с червячным, зубчатым и планетарным редукторами;
- по способу отключения в конечных положениях: механический с муфтой ограничения крутящего момента; электрический с реле ограничения максимальной силы тока; комбинированный (механический и электрический). В свою очередь муфта ограничения крутящего момента может быть одностороннего и двухстороннего действия. Кроме того, по способу срабатывания муфты могут быть: фрикционного действия; с подвижным червяком; с радиальным кулачком; с торцовым кулачком;
- по способу соединения со шпинделем запорной арматуры: втулкой с квадратом и втулкой с кулачками.

Электроприводы ранее изготавливались двух групп:

- приводы с муфтой крутящего момента одностороннего действия (т.е. работают только на закрытие арматуры);
- приводы с муфтой двустороннего действия. Такие приводы универсальны, могут управлять любой арматурой, выпускаются во взрывозащищенном исполнении, работают как на закрытие арматуры, так и на ее открытие.

Сегодня, в основном, выпускаются электроприводы 2-й группы.

В нефтяной и газовой промышленности применяются взрывобезопасные электроприводы. Их можно эксплуатировать в закрытых помещениях, где могут образовываться взрывоопасные смеси газов или паров горючих жидкостей с воздухом, а также на открытом воздухе при температуре от -40 до 50 °С.

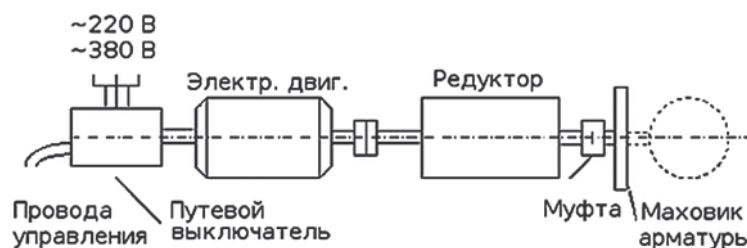


Рис. 52. Упрощенная схема работы электропривода

Электроприводы позволяют осуществлять:

- открытие и закрытие прохода арматуры с пульта управления и остановку запорного устройства арматуры в любом промежуточном положении;
- автоматическое переключение скорости движения для повышения крутящего момента в момент уплотнения, а также в других случаях, связанных с повышением момента сопротивления по ходу движения запорного органа задвижки;
- автоматическое отключение электродвигателя муфтой предельного момента при достижении запорным устройством арматуры крайних поло-

жений («Открыто», «Закрыто») и при аварийном заедании подвижных частей в процессе хода на открытие или закрытие;

- электрическую блокировку электроприводов с работой других механизмов и агрегатов;
- регулировку величины предельного крутящего момента;
- звуковую или визуальную сигнализацию крайних положений запорного органа арматуры;
- дистанционное управление запорной арматурой;
- автоматическое управление запорной арматурой;
- местное, а также дистанционное указание положения запорного органа арматуры;
- ручное управление запорной арматурой при отсутствии электроэнергии.
- Электроприводы не требуют переключения из положения ручного управления на электрическое.
- Система управления электроприводами позволяет:
- управлять группой приводов с использованием персонального компьютера;
- обнаружить аварийную ситуацию;
- накапливать информацию об объеме наработки циклов срабатывания арматуры;
- отображать информацию о текущем состоянии арматуры и самого привода на дисплее.

Встроенная система контроля и диагностики обеспечивает защиту двигателя при обрыве фазы, перегреве двигателя, превышении допустимого момента нагрузки.

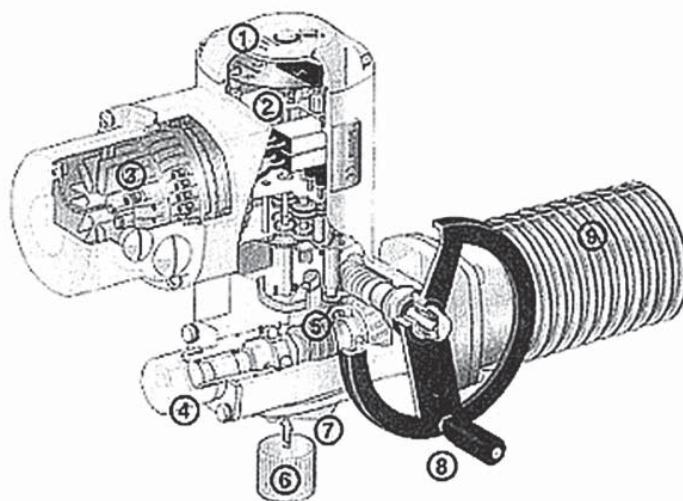


Рис. 53. Электрический неполнооборотный привод:

- 1 – механический показатель положения; 2 – блок выключателей;
3 – электрическое подключение; 4 – механические ограничители;
5 – редуктор; 6 – втулки; 7 – присоединительные фланцы; 8 – ручное управление

Пневмоприводы в основном применяют на запорной арматуре (например, в кранах), где не требуется больших усилий и перемещений при управлении. При больших усилиях и перемещениях конструкция привода становится громоздкой и сложной. Пневмоприводы применяются на газопроводах диаметром от 300 до 1 420 мм. Электроприводы на газопроводах используются редко, так как транспортируемый газ является доступным источником энергии.

Пневмогидропривод поршневого типа используется для управления запорной арматурой на газопроводах. Его схема представлена ниже.

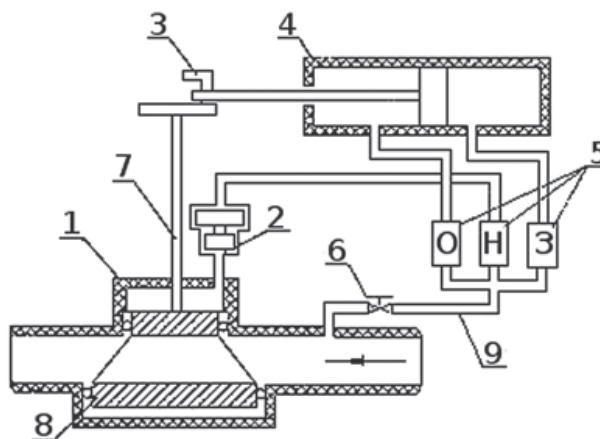


Рис. 54. Схема пневмогидропривода:

- 1 – корпус крана; 2 – мультипликатор; 3 – концевой выключатель;
4 – пневмогидропривод; 5 – электропневмоклапаны; 6 – вентиль запорный;
7 – шпindelь крана; 8 – коническая пробка крана; 9 – коллектор импульсного газа

13.2.2.11. Предохранительная и защитная арматура.

Виды предохраняющей и защитной арматуры

Предохранительная арматура предназначена для автоматической защиты оборудования и трубопроводов от недопустимого давления посредством сброса избытка рабочей среды. Сюда относятся: предохранительные клапаны, импульсные предохранительные устройства, мембранные разрывные устройства, перепускные клапаны.

Защитная арматура предназначена для автоматической защиты оборудования и трубопроводов от недопустимых или предусмотренных технологическим процессом изменений параметров или направления потока рабочей среды и для отключения потока без выброса рабочей среды из технологической системы. Сюда относятся: обратные клапаны, отключающие клапаны.

Обратные клапаны

Обратные клапаны относятся к защитной арматуре и служат для предотвращения обратного потока среды на линейной части трубопроводов и тем

самым предупреждения аварии, например, при внезапной остановке насоса. Он является автоматическим самодействующим предохранительным устройством. Затвор – основной узел обратного клапана, он расположен в корпусе и управляется за счет протекания рабочей среды. При протекании рабочей среды в направлении стрелки на корпусе клапан открыт, при протекании в противоположном направлении клапан автоматически закрывается. Закрытие можно ускорить за счет оснащения клапана пружиной. Клапаны не являются запорной арматурой.

По принципу действия обратные клапаны разделяются, в основном, на подъемные и поворотные. Поворотные обладают меньшим гидравлическим сопротивлением, а подъемные более просты и надежны.

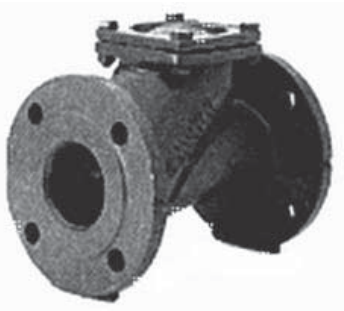


Рис. 55. Обратный клапан Ду = 32 мм

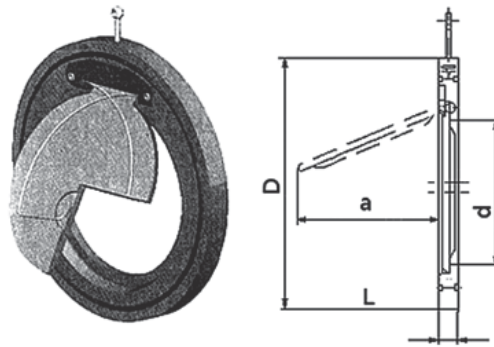


Рис. 56. Обратный клапан

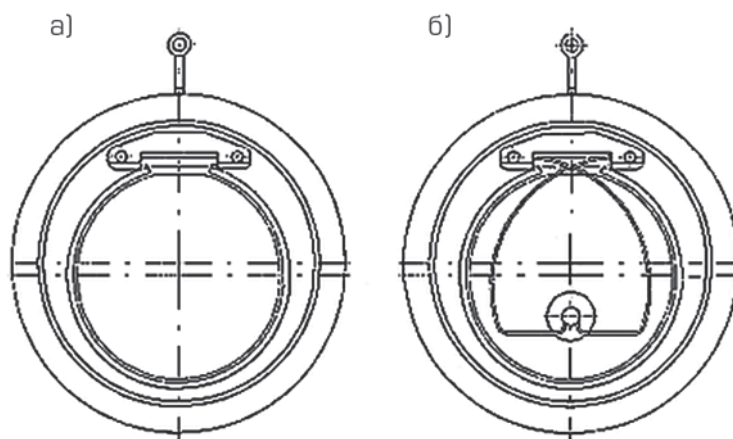


Рис. 57. Обратный клапан:

а) без пружины; б) с пружиной

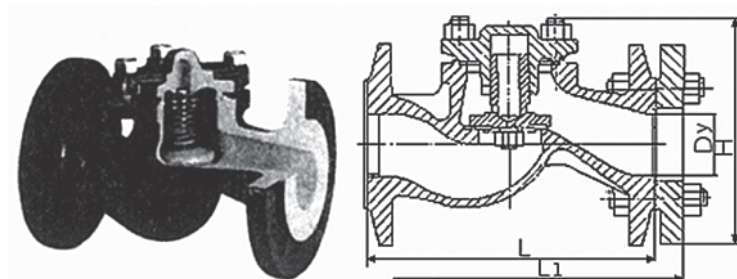


Рис. 58. Клапаны обратные подъемные фланцевые $Dn = 15-300$ мм

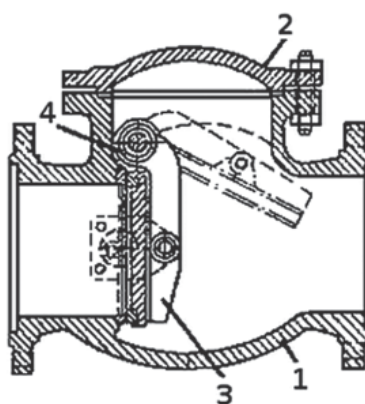


Рис. 59. Поворотный обратный клапан $Dy = 50-600$ мм

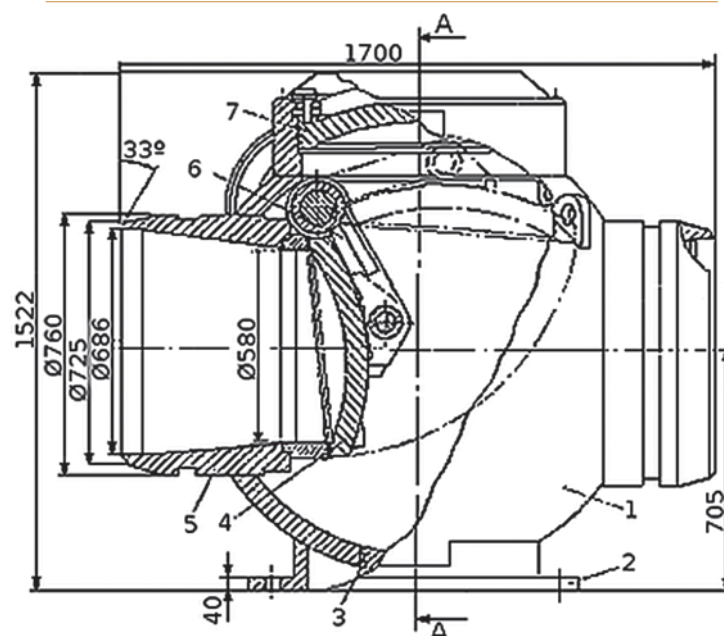


Рис. 60. Стальной обратный поворотный клапан с $Dy = 700$ мм:

1 – корпус; 2 – опора; 3 – пробка; 4 – тарелка; 5 – патрубок; 6 – рычаг; 7 – крышка

Демпферы бывают:

- Рабочий вал демпфера соединен жестко с валом затвора. Демпферы имеют тормозные цилиндры, расположенные вне корпуса обратного клапана. Поворотный рабочий вал демпфера с помощью рычага соединен шарнирно со штоком поршня, перемещающегося в цилиндре. При повороте захлопки поршень движется в тормозном цилиндре, вытесняя масло из одной полости в другую.

Клапаны обратные КО-100×21Б, КО-150×21 Б в бесфланцевом исполнении крышки, КО-100×21С, КО-150×21С в бесфланцевом исполнении крышки с корпусом под приварку и клапаны обратные КО-100×21, КО-150×21 во фланцевом исполнении крышки и корпуса и клапаны КО-100×21Ф, КО-150×21Ф во фланцевом исполнении крышки, с корпусом под приварку предназначены для предотвращения обратного потока рабочей среды в трубопроводах в условиях умеренного и холодного климата.

Технические характеристики клапанов обратных КО

[illegible]



Рис. 61. Клапан обратный КО



Рис. 62. Клапан обратный поворотный КОП

Клапаны обратные поворотные КОП

Клапаны обратные поворотные для газообразных смесей:

КОП-50×10

КОП-150×10

КОП-250×10

КОП-300×10

КОП-400×10

Клапаны обратные поворотные для воды:

КОП-200×4

КОП-250×4

КОП-300×4

КОП-400×4

Данная конструкция клапана позволяет, в случае необходимости, произвести ремонт или замену седла и захлопки без демонтажа клапана из системы трубопроводов. Шаровой элемент в узле крепления захлопки обеспечивает наилучшее прилегание захлопки к седлу и повышение герметичности затвора клапана.

Область применения: трубопроводы для газа, нефти и нефтепродуктов, воды в условиях умеренного и холодного климата при температуре окружающего воздуха от $+40^{\circ}\text{C}$ до -60°C .

Рабочая среда: природный газ, жидкие и газообразные среды с содержанием механических примесей не более 0,5%, с размерами твердых частиц не более 0,1 мм; H_2S , CO_2 до 0,03% по объему каждого.

Предохранительные клапаны

Для защиты сосудов аппаратов, емкостей, трубопроводов и другого технологического оборудования от разрушения при чрезмерном превышении давления применяют предохранительные клапаны. При повышении в системе давления выше допустимого предохранительный клапан автоматически открывается и сбрасывает необходимый избыток рабочей среды, тем самым, предотвращая возможность аварии.

После окончания сброса давление снижается до величины, меньшей давления при срабатывании клапана, предохранительный клапан автоматически закрывается и остается закрытым до тех пор, пока в системе вновь не увеличится давление выше допустимого. Предохранительные клапаны предназначены для жидкой и газообразной, химической или нефтяной рабочей среды. Нормы герметичности в затворе должны удовлетворять ГОСТ 9789-75.

На практике используются разнообразные конструкции предохранительных клапанов как отечественного, так и зарубежного изготовления. Основные элементы у всех этих конструкций являются общими. Предохранительный клапан состоит из корпуса, сопла, золотника, пружины или груза и крышки.

Основные элементы предохранительного клапана

В рабочем состоянии при отсутствии давления на золотник предохранительного клапана действует только сила сжатой пружины или груза, прижимая золотник к соплу и создавая удельные давления на уплотнительных поверхностях сопла и золотника. При образовании в защищаемой среде давления на золотник клапана начинает действовать противоположно направленная сила, зависящая от площади, на которую действует давление, и его величины.

При рабочем давлении в сосуде или трубопроводе эта сила несколько ниже силы пружины или груза. При давлении выше установленного увеличится подъемная сила, которая преодолет усилие пружины и поднимет золотник, открывая тем самым выход избыточной среде. До этого момента все клапаны работают одинаково. Дальнейшая работа клапана зависит от его типа, конструкции и назначения.

Классификация предохранительных клапанов

Существующие конструкции предохранительных клапанов классифицируют по следующим признакам.

По виду нагрузки на золотник

Предохранительные клапаны грузового типа с непосредственной нагрузкой на золотник. Они просты по конструкции. Однако их применяют только при низких давлениях с небольшим сечением сопла из-за невоз-

возможности приложения к золотнику груза большой массы. Кроме того, в этих клапанах часто возникают вибрации.

Предохранительные клапаны грузового типа с непрямым нагружением золотника (рычажные). Основное преимущество таких клапанов – нагрузка на золотник при его подъеме остается постоянной. Кроме того, настройка установочного давления достаточно точна и осуществляется перемещением груза на рычаге. Эти клапаны нельзя применять при резко пульсирующем давлении. К недостаткам относятся большие габаритные размеры клапана.

Пружинные предохранительные клапаны. В этих клапанах давлению среды на золотник противодействует сила пружины. Клапан настраивают поджатием пружины. Преимущества этих клапанов: установка, как в вертикальном, так и в горизонтальном положении; относительно малые габаритные размеры при больших проходных сечениях. Недостатки – ограничена высота подъема золотника; высокие требования к качеству изготовления пружин, особенно работающих в агрессивных средах и при высоких температурах.

По высоте подъема золотника

Низкоподъемные предохранительные клапаны. Отношение высоты подъема золотника к диаметру сопла равно $1/20$ – $1/40$.

Среднеподъемные предохранительные клапаны. Отношение высоты подъема золотника к диаметру $1/6$ – $1/10$.

Полноподъемные предохранительные клапаны. Высота подъема золотника равна или больше $1/4$ диаметра сопла.

По связи с окружающей средой.

Предохранительные клапаны открытого типа.

Предохранительные клапаны закрытого типа.

По способу открывания клапана

Предохранительные клапаны прямого действия.

Предохранительные клапаны со вспомогательным устройством.

По числу сопел различают одинарные, двойные и тройные предохранительные клапаны.

По маркам клапаны предохранительные изготавливаются в двух исполнениях

Корпус – сталь 20Л, золотник, седло – из стали 20×13.

Корпус – сталь 12×18Н9ТЛ, золотник, седло – из стали 12×18Н9Т с наплавкой ЦН-12.

Пружина во всех исполнениях из стали 50×ФА.

Клапаны типа СППКР4Р имеют устройство для ручного открытия и продувки клапана, тип СППК4 – без устройства.

Присоединительные размеры и размеры уплотнительных поверхностей фланцев клапанов по ГОСТ 12815-80.

Клапаны DN 25 PN 100 кгс/см² изготавливаются с резьбовым присоединением.

При заказе клапанов необходимо указать: наименование изделия, обозначение, диаметр условного (номинального) прохода (DN, мм), условное (номинальное) давление (PN, кгс/см²), давление настройки клапана (P_н, кгс/см²) или номер пружины, исполнение по материалу и необходимость устройства для ручного открытия.

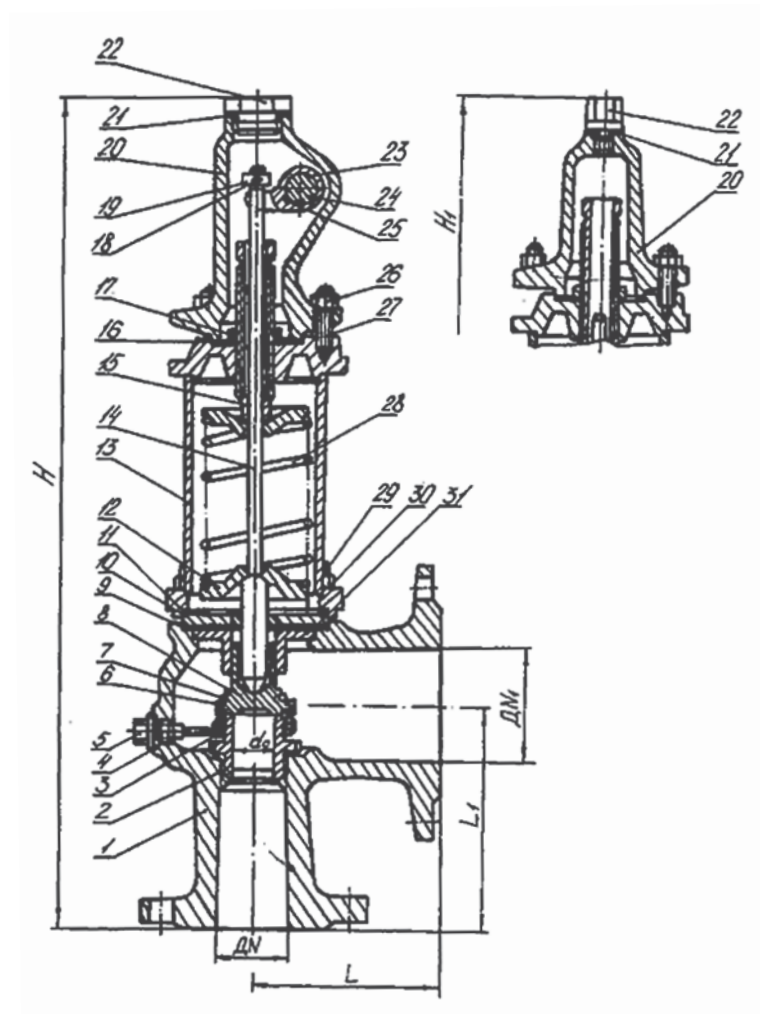


Рис. 63.

Таблица 9

Клапаны предохранительные пружинные

Обозначение изделия	Материал корпуса	Примечание	Обозначение чертежа	DN, мм, вход	PN, кгс/см² вход	DN ₁ , мм, выход	PN ₁ , кгс/см² выход	dc, мм	Fc, мм	Таблица фигур	h, мм	H ₁ , мм	L, мм	L ₁ , мм	Масса, кг
СППКР-50-16	Сталь 20Л	с ручн. подр.	P551 73-050	50	16	80	6	33	854,9	17с6нж	595	570	130	155	29
СППК4-50-16		без ручн. подр.	P551 74-050	50	40	80	6	33	854,9	17с7нж	595	570			26
СППКР-50-40		с ручн. подр.	P551 75-050				16			17с21нж					31
СППК4-50-40		без ручн. подр.	P551 76-050							17с23нж					28
СППК4-50-16нж	Сталь 12Х18Н9ТЛ	без ручн. подр.	БА551 23-050	50	16	80	6	30	706,5	17нж13нж	660	600	130	155	27
СППК4-50-40нж		без ручн. подр.	БА551 24-050				16			17нж14нж					29
СППК4Р-50-16нж		с ручн. подр.	БА551 25-050		16		6			17нж17нж					30
СППК4Р-50-40нж		с ручн. подр.	БА551 26-050		40		16			17нж25нж					31
СППК4-50-64	Сталь 20Л	без ручн. подр.	БА55144-050	50	63	80	40	33	854,9	17с85нж	665	620	145	160	37
СППК4Р-50-64		с ручн. подр.	БА551 38-050		63			25	490,6	17с89нж	665	620			40
СППК4-50-160		без ручн. подр.	БА55145-050		160					17с80нж					42
СППК4-50-160		с ручн. подр.	БА551 39-050		160					17с90нж					46
СППК4-50-64нж	Сталь 12Х18Н9ТЛ	без ручн. подр.	БА55146-050	50	63	80	40	30	706,5	17нж85нж	720	675	145	160	39
СППК4-50-160нж		без ручн. подр.	БА55147-050		160					17нж80нж	720	675			44
СППК4Р-50-64нж		с ручн. подр.	БА55140-050		63					17нж89нж					42
СППК4Р-50-160нж		с ручн. подр.	БА55141-050		160					17нж90нж					47
СППК4Р-80-16	Сталь 20Л	с ручн. подр.	P551 73-080	80	16	100	6	40	1 256	17с6нж	675	650	150	175	40
СППК4-80-16		без ручн. подр.	P551 74-080		16		6			17с7нж	675	650			37
СППК4Р-80-40		с ручн. подр.	P551 75-080		40		16			17с21нж					44
СППК4-80-40		без ручн. подр.	P551 76-080		40					17с23нж					39
СППК4-80-16нж	Сталь 12Х18Н9ТЛ	без ручн. подр.	БА55 123-080	80	16	100	6	40	1 256	17нж13нж	740	690	150	175	39
СППК4-80-40нж		без ручн. подр.	БА55124-080		40		16			17нж14нж	740	690			41
СППК4Р-80-16нж		с ручн. подр.	БА551 25-080		16		6			17нж17нж					42
СППК4Р-80-40нж		с ручн. подр.	БА551 26-080		40		16			17нж25нж					44
СППК4-80-64	Сталь 20Л	без ручн. подр.	БА55144-080	80	63	100	40	40	1 256	17с85нж	760	715	165	193	52
СППК4Р-80-64		с ручн. подр.	БА551 38-080		63			33	854,9	17с89нж	760	715			55
СППК4-80-160		без ручн. подр.	БА55145-080		160					17с80нж					64
СППК4Р-80-160		с ручн. подр.	БА551 39-080		160					17с90нж					68

Окончание таблицы 9

Обозначение изделия	Материал корпуса	Примечание	Обозначение чертежа	DN, мм, вход	PN, кгс/см ² вход	DN _в , мм, выход	PN _в , кгс/см ² выход	dc, мм	Fc, мм	Таблица фигур	H, мм	H _в , мм	L, мм	L _в , мм	Масса, кг
СППК4-80-64нж	Сталь 12Х18Н9Т	без ручн. подр.	БА55146-080	80	63	100	40	38	1 133,5	17нж85нж	820	770	165	195	55
СППК4-80-160нж		без ручн. подр.	БА55147-080							17нж80нж	820	770			64
СППК4Р-80-64нж		с ручн. подр.	БА55140-080							17нж89нж					61
СППК4Р-80-160нж		с ручн. подр.	БА55141-080							17нж90нж					70
СППК4-100-16нж	Сталь 12Х18Н9Т	без ручн. подр.	БА55123-100	100	16	125	6	50	1 962,5	17нж13нж	920	830	135	180	58
СППК4-100-40нж		без ручн. подр.	БА55124-100							17нж14нж					65
СППК4Р-100-16нж		с ручн. подр.	БА55125-100							17нж17нж					62
СППК4Р-100-40нж		с ручн. подр.	БА55126-100							17нж25нж					70
СППК4-1 00-64	Сталь 20П	без ручн. подр.	БА55144-100	100	63	125	40	48	1 808,6	17с85нж	855	775	195	225	73
СППК4Р-1 00-64		с ручн. подр.	БА55138-100							17с89нж	855	775			76
СППК4Р-100-64нж		с ручн. подр.	БА55140-100							17нж89нж					85
СППК4-100-64нж		без ручн. подр.	БА55146-100							17нж85нж					83
СППК4-150-16	Сталь 20П	без ручн. подр.	БА55113-150	150	16	200	6	75	4 415	17с13нж	940	860	205	230	91
СППК4-1 50-40		без ручн. подр.	БА55114-150							17с14нж					96
СППК4Р-150-16		с ручн. подр.	БА55116-150							17с17нж					94
СППК4Р-1 50-40		с ручн. подр.	БА55117-150							17с25нж					99
СППК4-150-16нж	Сталь 12Х18Н9Т	без ручн. подр.	БА55123-150	150	16	200	6	75	4 415	17нж13нж	1 040	960	205	230	91
СППК4-150-40нж		без ручн. подр.	БА55124-150							17нж14нж					96
СППК4Р-150-16нж		с ручн. подр.	БА55125-150							17нж17нж					94
СППК4Р-150-40нж		с ручн. подр.	БА55126-150							17нж25нж					99
СППК4-200-16	Сталь 20П	без ручн. подр.	БА551 13-200	200	16	300	6	142	5 828,7	17с13нж	1 060	1 000	280	320	176
СППК4Р-200-16		с ручн. подр.	БА551 16-200							17с17нж					180
СППК4-25-40	Сталь 20П	без ручн. подр.	БА551 14-025	25	40	40	16	17	226,87	17с14нж	545	505	100	120	20
СППК4Р-25-40		с ручн. подр.	БА551 17-025							17с25нж					23
СППК4-25-100	Сталь 20П	без ручн. подр.	БА551 50-025	25	100	40	40	12	1 13,04	17с81нж	475	430	68	74	9
СППК4Р-25-100		с ручн. подр.	БА551 53-025							17с84нж					12
СППК4-200-16нж	Сталь 12Х18Н9Т	без ручн. подр.	БА551 23-200	200	16	300	6	142	5 828,7	17нж13нж	1 250	1 170	280	320	176
СППК4Р-200-16нж		с ручн. подр.	БА551 25-200							17нж17нж					180
СППК4-25-40нж	Сталь 12Х18Н9Т	без ручн. подр.	БА551 24-025	25	40	40	16	17	226,87	17нж14нж	475	505	100	120	21
СППК4Р-25-40нж		с ручн. подр.	БА551 26-025							17нж25нж					24

Таблица 10

Применение пружин по давлениям настройки клапана

Обозначение клапана	DN , мм	PN , кгс/см ²	dc , мм	Пределы давлений настройки P_H кгс/см ²	Номер пружины по заводской спецификации
СППК4 25-40	25	40	17	8–16	1
СППК4Р 25-40				16–25	2
				25–40	3
СППКМ 25-100	25	100	12	8–16	1
СППКМР 25-100				16–25	2
				25–50	3
				50–80	4
				80–100	5
СППК4 50-16	50	16	33	0,5–1,2	10
СППК4Р 50-16				1,2–2,5	11
				2,5–4	12
				4–8	13
				8–16	14
СППК4 50-40	50	40	33	8–20	14
СППК4Р 50-40				20–30	15
				30–40	16
СППК4 50-64	50	63	33	25–35	16
СППК4Р 50-64				35–44	17
				44–50	18
				50–63	19
СППК4 50-160	50	160	25	63–100	20
СППК4Р 50-160				100–140	21
				140–160	22
СППК4 80-16	80	16	40	0,5–1,2	30
СППК4Р 80-16				1,2–3	31
				3–5	32
				5–3	33
				8–16	34
СППК4 80-40	80	40	40	8–20	35
СППК4Р 80-40				20–30	36
				30–40	37
СППК4 80-64	80	63	40	25–35	38
СППК4Р 80-64				35–44	37
				44–50	39
				50–63	40
СППК4 80-160	80	160	33	63–100	41
СППК4Р 80-160				100–135	42
				135–160	43
СППК4 100-16	100	16	50	0,5–1	50
СППК4Р 100-16				0,8–1,6	51

Окончание таблицы 10

Обозначение клапана	DN , мм	PN , кгс/см ²	dc , мм	Пределы давлений настройки P_H , кгс/см ²	Номер пружины по заводской спецификации
				1,5–3	52
				2,5–4,5	53
				4,5–8,5	54
				8–16	55
СППК4 100-40	100	40	50	16–26	56
СППК4Р 100-40				16–26	56
				26–40	57
СППК4 100-64	100	63	50	25–40	57
СППК4Р 100-64				40–48	58
				48–63	59
СППК4 150-16	150	16	75	0,5–1,5	70
СППК4Р 150-16				1,5–3	71
				3–5	72
				5–8	73
				8–12	74
				12–16	75
СППК4 150-40	150	40	75	8–12	74
СППК4Р 150-40				12–18	75
				18–25	76
				25–35	77
				35–40	78
СППК4 200-16	200	16	142	0,5–1	72
СППК4Р 200-16				1–2	73
				2–3	74
				3–5	75
				5–7	76
				7–8	77
				9–12	78
				12–16	79

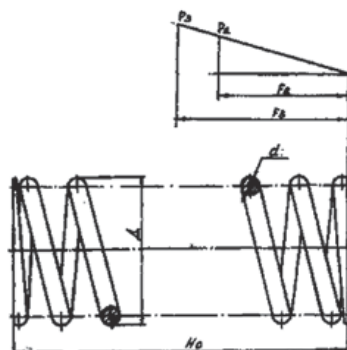


Рис. 64. Пружина для СППК

Таблица 1 1

Условное (номинальное) давление клапана, кгс/см ²	Входной фланец		Выходной фланец	
	<i>PN</i> , кгс/см ²	исполнение по ГОСТ 12815-80	<i>PN</i> , кгс/см ²	исполнение по ГОСТ 12815-80
PN 16	16	Исполнение 1	6	Исполнение 1
PN 40	40	Исполнение 3	16	Исполнение 1
PN 63	63	Исполнение 7	40	Исполнение 2
PN 160	160	Исполнение 7	40	Исполнение 2

Переключающие устройства предохранительных клапанов

Переключающее устройство устанавливается в тех случаях, когда по условиям работы может возникнуть необходимость отключения одного предохранительного клапана и одновременно подключения другого, для изменения направления потока среды, для смешивания сред. Герметичность затвора по ГОСТ 9544-93 класс А.

Каждый предохранительный клапан должен быть рассчитан на полную пропускную способность.

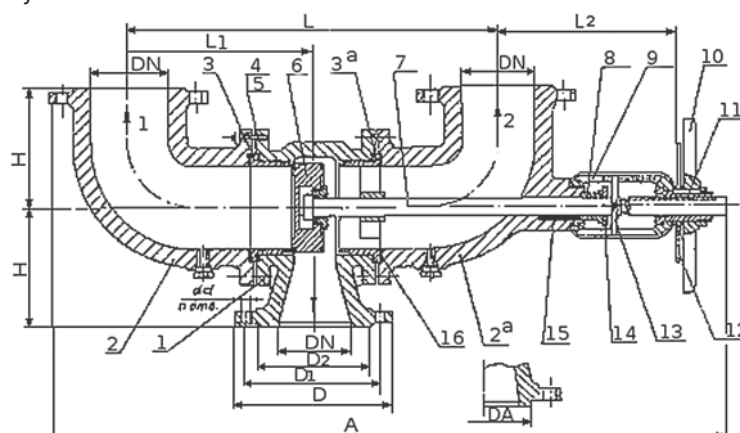


Рис. 65. Переключающее устройство предохранительного клапана:

- 1 – корпус; 2, 2а – угольник; 3, 3а – седло с наплавкой; 4 – шпилька; 5 – гайка;
6 – золотник с наплавкой; 7 – шпindel; 8 – втулка; 9 – стойка; 10 – маховик;
11 – втулка; 12 – звездочка; 13 – обойма; 14 – фланец; 15 – набивка сальника;
16 – прокладка

В переключающем устройстве при вращении маховика происходит перемещение запорного органа с одного седла к другому, тем самым с защищаемым объектом будут соединены или один предохранительный клапан, или оба.

Ползун, установленный на шпинделе, указывает расположение запорного органа.

При установке блока, состоящего из переключающего устройства и предохранительных клапанов, необходимо предусмотреть дополнительное крепление системы, обеспечивающее жесткость и прочность конструкции.

Переключающее устройство может поставляться в комплекте с предохранительными клапанами, а также с фланцами, прокладками и крепежными деталями для присоединения к трубопроводу.

Переключающее устройство, при необходимости может изготавливаться на выходе клапана. В этом случае переключающие устройства комплектуются звездочками для цепной передачи. Необходимость такого исполнения указывается в заказе.

Пример обозначения при заказе переключающего устройства DN 50 мм PN 16 кгс/см² из стали 12×18Н9ТЛ, строительная длина 270 мм.

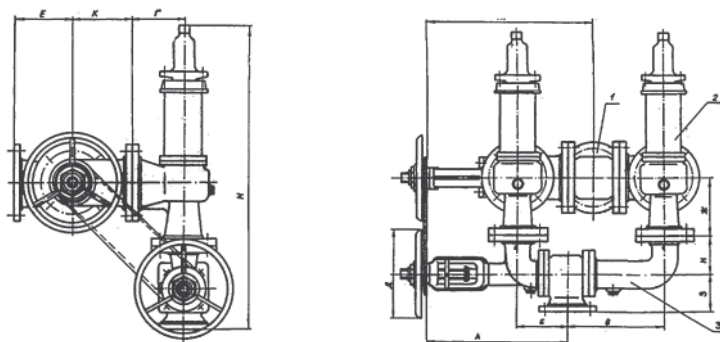


**Рис. 66. Переключающее устройство
DN 50 PN 16 кгс/см² ПУ-50-16-02 нж**

Клапаны с пневмоприводом

Клапаны с пневмоприводом различных типов, успешно работающие на многих отечественных и зарубежных нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих, нефтехимических, нефтегазовых предприятиях:



**Рис. 67. Клапан КМР Ду 25
с позиционером и фильтром-редуктором**



**Рис. 68. Клапан КМР
ДУ 150 с позиционером
и фильтром-редуктором**



Рис. 69. Отсечной клапан КМО Ду 50 с электромагнитным клапаном, сигнализаторами конечных положений и фильтром-редуктором



Рис. 70. Регулирующе-отсечной клапан КМРО с позиционером электромагнитным клапаном и фильтром-редуктором

Клапаны регулирующие малогабаритные КМР являются новой серией кованных клапанов, предназначенных для автоматического регулирования расхода и перекрытия жидких и газообразных сред. Клапаны изготавливаются с условным проходом 10, 15, 20, 25, 32, 40, 50, 65, 80, 100, 125, 200 мм с условной пропускной способностью от 0,006 до 400 на условное давление 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10,0 и 16,0 МПа.

Отсечной клапан КМО применяется для автоматического открытия или перекрытия потока жидких и газообразных сред в соответствии с управляющим сигналом. Клапаны изготавливаются с диаметром Ду 10, 15, 20, 25, 32, 40, 50, 65, 80, 100, 125, 150, 200 мм на условное давление 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 16,0 МПа. Время закрытия (открытия) клапана в стандартном варианте 5–6 секунд, время закрытия (открытия) может быть увеличено до 8–12 секунд или уменьшено до 1–2 секунд. От регулирующих клапанов КМР клапаны КМО конструктивно отличаются специальной отсечной парой и навесным оборудованием. Новая конструкция отсечных клапанов, в сравнении с устаревшими конструкциями клапанов, отличается:

- большей устойчивостью к загрязненным средам;
- высокой герметичностью;
- существенно повышенной надежностью;
- высокой скоростью срабатывания;
- обеспечением перекрытия трубопровода как в прямом, так и обратном направлении.

Клеточно-плунжерные регулирующие-отсечные клапаны КМРО могут не только регулировать, но и быстро открывать и закрывать трубопровод с герметичностью, соответствующей отсечному клапану. Для управления регулирующие-отсечным клапаном КМРО обычно используется схема управления, включающая позиционер и электромагнитный клапан. Клапаны изготавливаются с диаметром D_y 10, 15, 20, 25, 32, 40, 50, 65, 80, 100, 125, 150, 200 мм на условное давление 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 16,0 МПа и могут иметь пропускную способность от 0,006 до 400. Условная пропускная способность клапанов КМРО полностью совпадает с условной пропускной способностью клапанов КМР. Регулирующие-отсечные клапаны имеют различные исполнения дросселирующей части в зависимости от требований герметичности, перепада регулирования, антишумовых и характеристик. Быстрое открытие или обеспечивается за счет электромагнитного клапана. Время закрытия (открытия) устанавливается от 5 до 8 с. (8–12 с). Возможно уменьшение времени срабатывания клапана до 1–2 с.

Регулирующие модернизированные клапаны ПОУ-7М, ПОУ-8М, ПОУ-9М применяются для автоматического управления жидкими и газообразными потоками нефти, нефтепродуктов, химпродуктов, газа, пара, воды и других сред при рабочих давлениях до 6,3 МПа (ПОУ-7М) и до 16,0 МПа (ПОУ-8М, ПОУ-9М). Клапаны ПОУ-7М, ПОУ-8М, ПОУ-9М с функцией отсечки (регулирующие-отсечные) могут не только регулировать, но и аварийно перекрывать или открывать поток регулируемой среды.

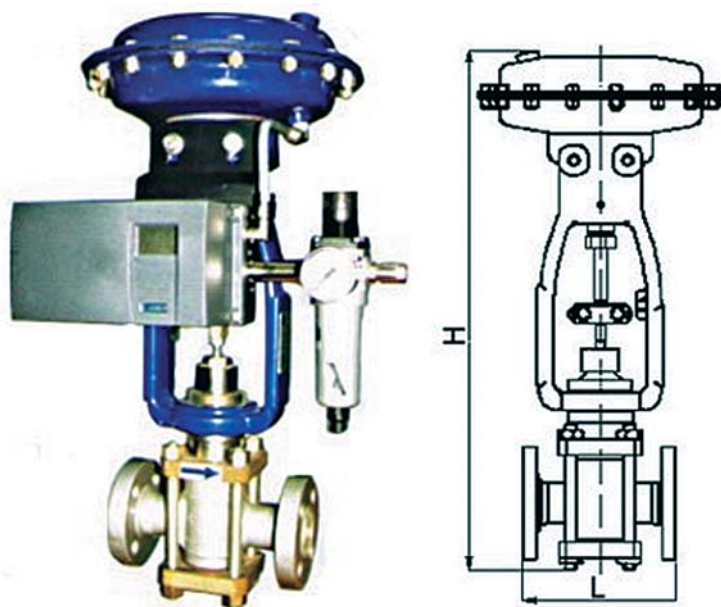


Рис. 71. Клапан ПОУ-8М с позиционером и фильтром-редуктором

Трехходовые клапаны КТС предназначены для смешивания/разделения в заданной пропорции потоков жидкостей и газов. Клапаны КТС могут иметь различные варианты исполнения, как для смешивания сред в заданной пропорции при регулировании расхода смеси в целом, так и для регулирования пропорций смешивающихся сред.

Клапаны КТП предназначены для переключения потока среды с одной линии на другую. Клапаны КТС, КТП изготавливаются с диаметром 10, 15, 20, 25, 32, 40, 50, 65, 80, 100, 125, 150 мм на рабочее давление 1,6 МПа, 2,5 МПа, 4,0 МПа, 6,3 МПа, 10,0 МПа, 16,0 МПа и могут иметь максимальную пропускную способность до 320.

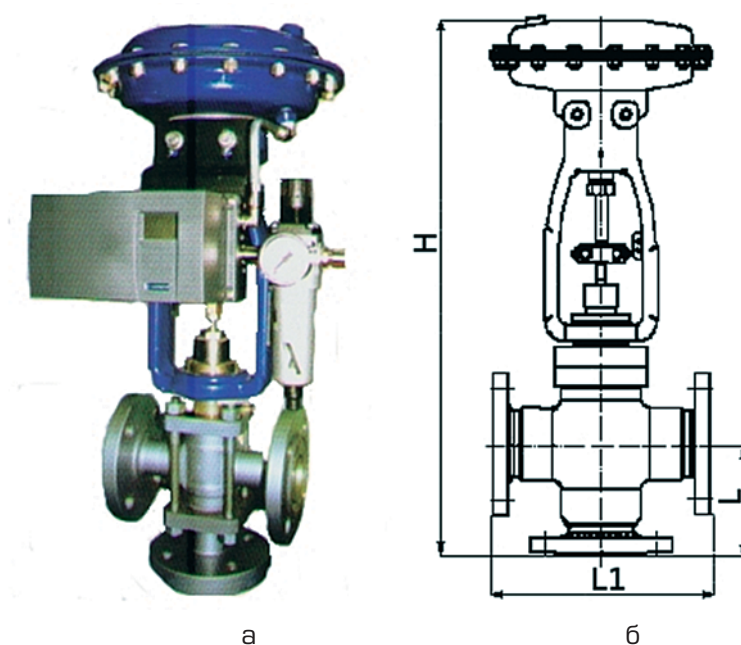
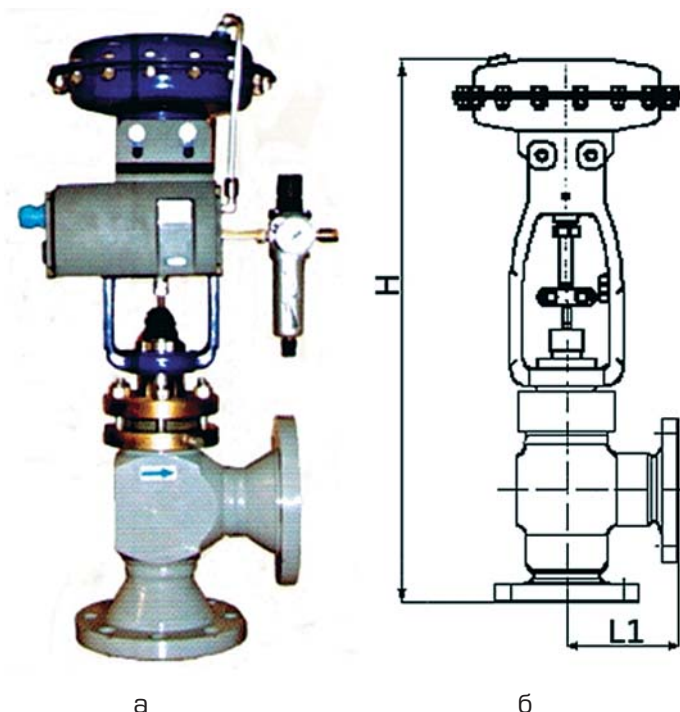


Рис. 72. Трехходовой клапан серии КТС:

а – внешний вид, б – эскиз трехходового клапана

Клеточно-плунжерные угловые клапаны КМР, КМО, КМРО, КВДР, КВДО, КВДРО и футерованные угловые клапаны изготавливаются для установок, где рационально применение угловых конструкций с точки зрения расположения трубопроводов, а также на установках, где возможно возникновение вибраций (высокий перепад давления, резкие изменения расхода и т.п.), т.к. угловая конструкция клапана снижает вероятность «раскачки» трубопровода и всей линии.

Угловые клапаны изготавливаются с условным проходом от 10 до 200 мм, на условное давление 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 16,0; 25,0; 32,0; 40,0 МПа. Клапаны могут изготавливаться с различными диаметрами входа и выхода, а также различные специальные конструкции, в том числе высокотемпературные, сильфонные, криогенные, на коксующиеся среды.

**Рис. 73. Угловой клапан серии КМР:**

а – внешний вид, б – эскиз углового клапана КМР

13.2.3. Техобслуживание и ремонт трубопроводной арматуры

13.2.3.1. Типовой объем работ по техническому обслуживанию

При техническом обслуживании производятся следующие работы:

- мелкий ремонт арматуры, не требующий специальной остановки перекачки (чистка наружных поверхностей, обслуживаемых площадок, устранение подтеков масла и т.д.);
- визуальная проверка состояния всех частей запорной арматуры, включая электропривод, наличия смазки в подшипниках и редукторе, ее пополнение;
- проверка состояния и крепления клемм электродвигателя, проверка защиты электродвигателя от перегрузок и перекоса фаз;
- проверка срабатывания конечных выключателей, их ревизия;
- проверка срабатывания муфты ограничения крутящего момента;
- проверка герметичности сальникового уплотнения и фланцевых соединений.

Операция по ремонту сальниковых уплотнений выполняется согласно инструкции по эксплуатации завода-изготовителя.

Для обеспечения герметичности разъемного соединения два раза в год (весной и осенью) производится обтягивание фланцевых соединений, обтяжка болтов и гаек осуществляется крест-накрест, без перекосов.

При обнаружении течи во фланцевом соединении производится равномерная обтяжка болтов и гаек; если умеренная обтяжка фланцев не дает положительных результатов и утечка продолжается, производится замена прокладки согласно инструкции по эксплуатации завода-изготовителя.

В объеме технического обслуживания обратного клапана производятся следующие работы:

- проверка герметичности уплотнений, устранение обнаруженных утечек;
- проверка работоспособности демпфирующих устройств (амортизаторов) и их восстановление.

Типовой объем работ при текущем ремонте

При текущем ремонте производятся все операции технического обслуживания, а также для клиновых или шиберных задвижек: удаление воздуха из задвижки; подготовка необходимых ремонтных приспособлений, транспортных и подъемных механизмов; снятие редуктора с электроприводом, разборка редуктора и электропривода, очистка и промывка деталей, дефектация, замена изношенных деталей, смазка редуктора и механической части электропривода, их сборка; проверка и подтяжка контактных соединений электропривода, восстановление изоляции выходных концов проводов, проверка состояния уплотнителей взрывозащиты шарикоподшипников электродвигателя, правильности посадки крыльчатки вентилятора электродвигателя, замена дефектных деталей электродвигателей; проверка состояния подшипникового узла штока задвижки после его фиксации, определение степени износа резьбовой втулки штока (в случае чрезмерного износа ее замена); устранение следов коррозии штока, задиров; замена сальников, нажимной втулки, при необходимости; прогонка шпинделя по гайке на всю рабочую длину; подтяжка шпилек разъема корпуса, полная сборка и установка электропривода на задвижку; регулировка конечных выключателей на открытие и закрытие, муфты ограничения крутящего момента на отключение по допустимым значениям.

Текущий ремонт запорной арматуры

Текущий ремонт запорной арматуры осуществляется без ее демонтажа

Нормативы технического обслуживания и ремонта

Для трубопроводной арматуры межремонтный цикл и виды ремонта устанавливаются с учетом показателей надежности, срока эксплуатации и наработки циклов «открыто – закрыто», результатов диагностических контролей и испытаний, оценки технического состояния арматуры при проведении предыдущего ремонта или технического обслуживания (ТО).

13.2.3.2. Основные термины и определения при техобслуживании и ремонте арматуры

Безотказность – свойство изделия непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени и (или) некоторой наработки.

Вероятность безотказной работы (ВБР) – вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ изделия не возникнет.

Внезапный отказ – отказ, характеризующийся скачкообразным изменением значений одного или нескольких заданных параметров изделия.

Восстанавливаемое изделие – изделие, для которого в рассматриваемой ситуации в процессе его эксплуатации проведение восстановления работоспособного состояния предусмотрено в нормативно-технической и (или) проектной документации.

Деградационный отказ – отказ изделия, обусловленный естественными процессами старения, изнашивания, коррозии и усталости при соблюдении всех установленных правил и (или) норм проектирования, изготовления и эксплуатации.

Зависимый отказ – отказ изделия, обусловленный другими отказами.

Конструктивный отказ – отказ, возникший по причине, связанной с несовершенством или нарушением установленных правил и (или) норм проектирования и конструирования.

Критический отказ – отказ изделия, последствия которого связаны с созданием угрозы для жизни и здоровья людей, для окружающей среды, со значительным экономическим ущербом или снижением безопасности эксплуатации на предприятии.

Назначенный ресурс – суммарная наработка изделия, при достижении которой применение по назначению должно быть прекращено.

Назначенный срок службы – календарная продолжительность эксплуатации объекта, при достижении которой применение по назначению должно быть прекращено.

Наработка – продолжительность или объем работы изделия.

Неработоспособное состояние – состояние изделия, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской документации.

Номинальный диаметр – внутренний диаметр присоединяемого к арматуре трубопровода в мм, соответствующий ближайшему значению ряда чисел принятых в установленном порядке.

Однотипная арматура – арматура конструктивно подобная, выполняющая одинаковую функцию, изготовленная из одинаковых материалов и имеющая одинаковые параметры эксплуатации.

Остаточный ресурс – суммарная наработка изделия от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.

Предельное состояние – состояние объекта, при котором его дальнейшее применение по назначению недопустимо или нецелесообразно, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

Работоспособное состояние – состояние изделия, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской документации.

Ресурс – суммарная наработка изделия от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта определенного вида до оговоренного нормативно-технической и (или) конструкторской документацией текущего,

капитального ремонта либо до перехода изделия в предельное состояние (до списания).

Срок службы – календарная продолжительность от начала эксплуатации объекта или ее возобновления после ремонта определенного вида до оговоренного нормативно – технической и (или) конструкторской документацией текущего, капитального ремонта либо до перехода изделия в предельное состояние (до списания).

Таблица фигур – условное обозначение арматуры, характеризующее ее вид, тип, материал основных деталей и материал уплотнений в затворе.

Типоразмер – конструкция промышленной трубопроводной арматуры, регламентированная номинальным диаметром и номинальным (рабочим) давлением, и имеющая обозначение группового основного конструкторского документа (основного исполнения изделия).

Цикл – перемещение запирающего элемента из исходного положения («открыто – закрыто») в противоположное и обратно, связанное с выполнением основной функции данного вида арматуры.

Эксплуатационный отказ – отказ, возникший по причине, связанной с нарушением установленных правил и (или) условий эксплуатации.

Назначенный (средний) ресурс измеряется в часах и циклах для арматуры с четко выраженным циклическим характером работы (запорная арматура: задвижки, клапаны, краны; защитная и предохранительная арматура: клапаны предохранительные, затворы и клапаны обратные и др.). Для арматуры, не имеющей четко выраженного циклического характера работы (регулирующая арматура), назначенный (средний) ресурс приводится в часах.

Работы по ремонту арматуры проводятся:

– в плановом порядке в рамках работы системы, в которой эксплуатируется изделие, если оно выработало хотя бы один из установленных в конструкторских документах (КД) средних показателей долговечности – средний срок службы до капитального ремонта, средний ресурс до капитального ремонта в часах или циклах;

– если имел место отказ изделия, который невозможно устранить непосредственно на месте эксплуатации;

– если в процессе эксплуатации обнаружены, оговоренные в КД количественные значения параметров, свидетельствующие о потенциальной возможности отказа, который невозможно устранить на месте эксплуатации;

– если в процессе эксплуатации обнаружены оговоренные в КД критерии достижения изделием предельного состояния;

– если изделие находилось в аварийной ситуации: находилось под воздействием параметров, превышающих указанные в КД (например, переопрессовки, температура окружающей среды и др.); подвергалось непредусмотренным аварийным воздействиям (например, пожар, затопление и др.).

В результате проведения ремонтных работ должны быть обеспечены значения показателей безотказности на продлеваемый период не менее значений, первоначально установленных в КД. При проведении капиталь-

ного ремонта должны быть восстановлены значения среднего ресурса до следующего капитального ремонта не менее чем на 90%. В отдельных технически и экономически обоснованных случаях допускается снижение некоторых показателей надежности до уровня, определяемого совместным решением проектанта трубопровода, ремонтного предприятия и эксплуатирующей организации.

13.2.3.3. Капитальный ремонт трубопроводной арматуры

Под капитальным ремонтом применительно к промышленной трубопроводной арматуре понимается комплекс операций по восстановлению исправности, работоспособности и ресурса изделий.

При капитальном ремонте производятся все операции текущего ремонта, а также:

- полная разборка и составление дефектной ведомости всех деталей и узлов;
- восстановление или замена пришедших в негодность узлов и базовых деталей запорной арматуры в результате коррозии или чрезмерного механического износа.

Капитальный ремонт трубопроводной арматуры производится на участках по ремонту фонтанных арматур в нефтегазодобывающих управлениях или ЦБПО БНО по разработанным технологическим картам. После капитального ремонта арматура подвергается испытаниям на герметичность по отношению к внешней среде, герметичность затвора и работоспособность в соответствии с требованиями нормативно-технической документации на капитальный ремонт запорной арматуры.

13.3. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН. КОНСТРУКЦИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ НЕФТЯНОГО СОРТАМЕНТА

Обсадные трубы выпускаются бесшовными и шовными из среднеуглеродистых и низколегированных сталей. Обсадные трубы и муфты к ним изготавливаются следующих размеров (условный диаметр трубы, мм): 114, 127, 140, 146, 168, 178, 194, 219, 245, 299, 324, 340, 351, 377, 406, 426, 473, 508, с толщиной стенки 5,2–16,5 мм. Длина обсадной трубы может быть в пределах 9,5...13 м, однако в поставляемой партии труб допускается до 20% труб длиной 8...9,5 и до 10% – длиной 5...8 м. На один конец трубы навинчена и закреплена муфта, резьба другого конца защищена предохранительным кольцом.

На каждой трубе на расстоянии 0,4–0,6 м от конца, свободного от муфты, выбивают клейма: условный диаметр (в мм); номер трубы; группы прочности; длину резьбы («удл»); толщину стенки (в мм); товарный знак завода-изготовителя; месяц и год выпуска. Клеймо «удл» выбивается только на трубах с удлиненной резьбой. Рядом с клеймами вдоль трубы светлой устойчивой краской наносят следующие данные: условный диаметр (в мм); группу прочности стали; толщину стенки (в мм); товарный знак завода-изготовителя труб.

Обсадные трубы соединяются на резьбе, (резьба может быть короткой и удлиненной). В обсадных трубах используется треугольная и трапецеидальная резьба. Обсадные трубы с трапецеидальной резьбой труб и муфт к ним получили шифр ОТТМ. Трапецеидальный профиль резьбы обеспечивает прочное и высокогерметичное соединение.

В трубах ОТТГ прочность достигается трапецеидальной резьбой, а герметичность – специальными коническими уплотнительными поверхностями, расположенными со стороны торца труб.

Трубы ТБО идентичны и взаимозаменяемы с трубами ОТТГ. Отличаются они только способом выполнения. Трубы ОТТГ соединяются с помощью муфт, а трубы ТБО безмуфтовые, резьбы у них выполнены по наружной высадке.

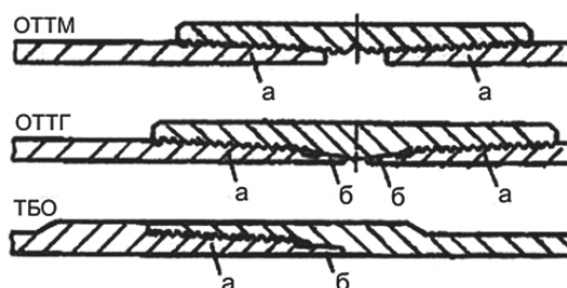


Рис. 74. Конструкция обсадных труб ОТТМ, ОТТГ, ТБО:

а – резьбовое соединение; б – уплотнительная часть соединения

Прочность обсадных труб, как и всех труб нефтяного сортамента, зависит от марки стали и характеризует группу прочности труб. Группа прочности обозначается буквами Д, К, Е, Л, М, Р и Т. В таблице приведены основные механические свойства материала обсадных труб.

Таблица 12

Прочность обсадных труб

Показатели	Группа прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление τB , МПа	650	700	703	773	879	1 019	1 125
Предел текучести σT , МПа	380	500	565	668	773	949	1 055
Относительное удлинение δC , %	16	12	13	12,3	10,8	9,5	8,5

13.3.1. Колонные головки.

Назначение и конструкция колонных головок

На устье скважины обсадные колонны обвязываются, т.е. соединяются частью оборудования скважины, называемой колонной головкой.

Колонная головка жестко соединяет в единую систему обсадную колонну скважины, воспринимает усилие от её веса и передает всю нагрузку

кондуктору. Она обеспечивает изоляцию и герметизацию межколонных пространств и одновременно доступ к ним для контроля состояния стволовой части скважины и выполнения необходимых технологических операций. Колонная головка служит пьедесталом для монтажа эксплуатационного оборудования, спущенного в скважину. Во время бурения на ней монтируются превенторы противовыбросового оборудования, демонтируемые после окончания бурения.

Изготавливается на:

- рабочее давление, МПа: 14, 21, 35, 70, 105;
- условный диаметр обвязываемых колонн, мм: 140, 146, 168, 178, 193, 219, 245, 273, 299, 324, 340, 426, 508.

Основные свойства

Колонные головки имеют следующие свойства:

- установка нижнего корпуса возможна на резьбу, в клиновой подвеске или под приварку;
- в колонных головках могут применяться стандартные резьбы по API, по ГОСТ, а также по техническим условиям производителей труб
- возможность использования различных типов колонных подвесок;
- возможность использования различных типов уплотнений межтрубного пространства.

Уровень технических требований к изготовлению по ГОСТ.

Уровень безопасности по API: УТТ 1, УТТ 2, УТТ 3, УТТ 4 / PSL 1, PSL 2, PSL 3, PSL 3G.

Уровень технических требований к рабочим характеристикам по ГОСТ / по API: УТР 1, УТР 2 / PR 1, PR 2.

Климатическое исполнение по ГОСТ: У, ХЛ. Оборудование, проектируемое, производимое и импортируемое для работы в Российской Федерации, должно соответствовать требованиям ГОСТ 15150. Климатическое районирование на территории Российской Федерации и стран СНГ по ГОСТ 16350.

Оборудование должно проектироваться для работы с минимальными и максимальными температурами.

Минимальной температурой является самая низкая температура окружающей среды, воздействию которой может подвергаться оборудование.

Максимальной температурой является самая высокая температура внутренней среды, которая непосредственно контактирует с оборудованием.

Конструкция должна учитывать влияние различных тепловых расширений при изменении температуры и температурных градиентов, возникающих на практике при эксплуатации.

Таблица 13

Температурные характеристики

Классификация температуры	Рабочий диапазон температур, °С
УХЛ, ХЛ (К)	От –60 до +120
У(Л)	От –45 до +120
О(Р)	От 0 до 120

Температурные классы по API: K, L, P, R, S, T, U.

Исполнение K1 (содержание CO_2 до 6%) и K2 (содержание CO_2 и H_2S до 6% каждого) по ГОСТ 13846-89 и AA, BB, CC, DD, EE, FF, HH по API Spec 6A.

Типовые схемы колонных головок

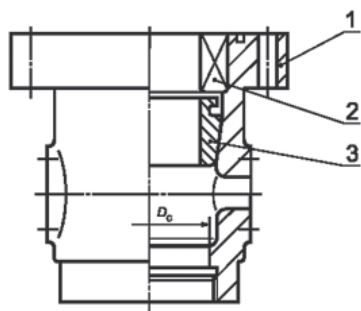


Рис. 75. Однофланцевая колонная головка:

1 – корпус; 2 – верхний уплотнитель;
3 – трубодержатель

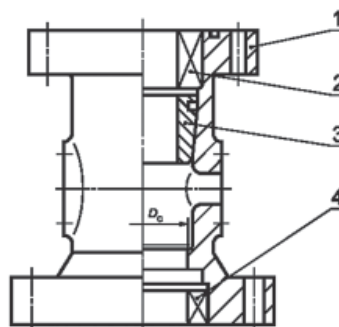


Рис. 76. Двухфланцевая колонная головка:

1 – корпус; 2 – верхний уплотнитель;
3 – трубодержатель;
4 – нижний уплотнитель

Колонные головки типа ОКК 1

Оборудование предназначено для обвязки верхних концов смежных обсадных колонн, выступающих над устьем скважины, с целью герметизации кольцевого пространства.



Рис. 77. Внешний вид колонной головки типа ОКК 1

Скважинная среда нефть, газ, газоконденсат с содержанием механических примесей до 25 мг/л, пластовой воды до 80% по объему.

Управление колонной головкой ручное.

Соответствуют техническим требованиям API 6A.

Условный проход

11

Рабочее давление

2 000 PSI~15 000 PSI

Рабочая среда

нефть, газ, раствор, вода

Рабочая температура

от -60 °C до +121 °C

Класс материала

AA, BB, CC, DD, EE, FF

Техническое исполнение

PSL – PSL4

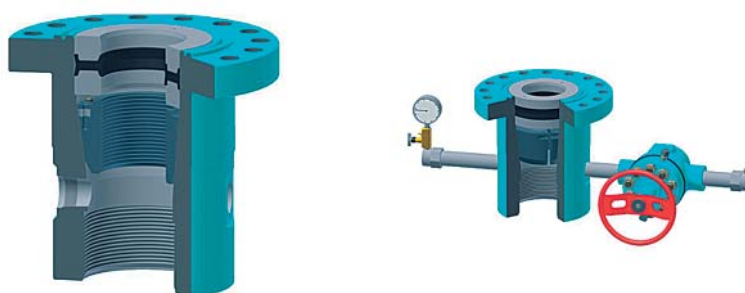
Класс прочности

PR. PR2

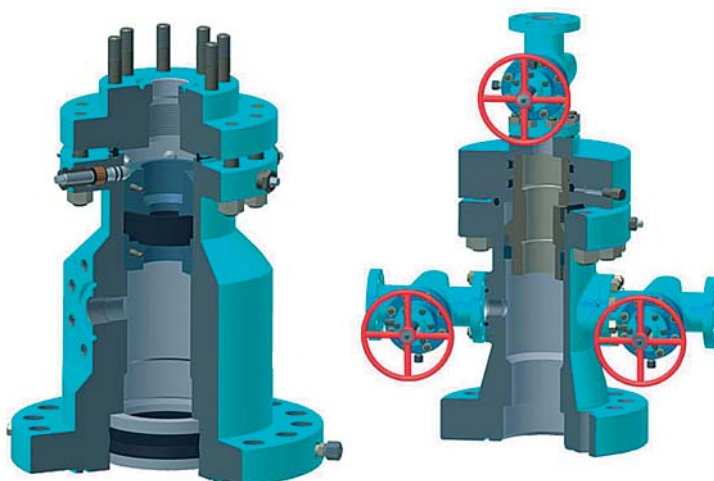
Таблица 14

Технические характеристики колонной головки

Обозначение оборудования	Рабочее давление		Условный проход		Условный диаметр технологической колонны		Условный диаметр обсадной колонны	
	МПа	PSI	мм	in	мм	in	мм	in
KG 1	14	2 000	280	11	140	5 1/2	219	8 5/8
	21	3 000			146	5	245	9 5/8
	35	5 000			168	6 5/8	273	10
					178	7	324	12 3/4
					219	8 5/8		

**Рис. 78. Конструкция колонной головки****Трубная головка**

Трубная головка предназначена для подвески НКТ и герметизации пространств между ними и обсадной эксплуатационной колонной, а также для замера затрубного давления и проведения исследовательских и ремонтных работ в скважине.

**Рис. 79. Конструкция трубной головки**

При оборудовании скважины двумя концентричными колоннами НКТ (двухрядная конструкция подъемника) трубы большего диаметра подвешиваются на резьбовом соединении нижнего тройника (крестовины), который устанавливается на крестовину, герметизирующую затрубное пространство.

Трубы меньшего диаметра подвешиваются на резьбе переводника (стволовой катушки), размещаемом над тройником. При однорядной конструкции подъемника нижний тройник не ставится и трубы, подвешиваемые к нему, не спускаются. Применяется также муфтовая подвеска труб.

Рабочее давление, МПа: 14, 21, 35, 70, 105

Таблица 15

Диаметр подвешиваемых НКТ

ГОСТ, мм	60	73	89	102	114	127	140	146	168
API, дюймы	2 3/8	2 7/8	3 1/2	4	4 1/2	5	5 1/2	-	6 5/8

Климатическое исполнение по ГОСТ: У, ХЛ

Температурные классы по API: K, L, P, R, S, T, U

Возможна поставка в материальном исполнении K1 (содержание CO₂ до 6%) и K2 (содержание CO₂ и H₂S до 6% каждого) по ГОСТ 13846-89 и AA, BB, CC, DD, EE, FF, HH по API Spec 6A.

Уровень технических требований к изготовлению по ГОСТ.

Уровень безопасности по API: УТТ1, УТТ2, УТТ3, УТТ4 / PSL1, PSL2, PSL3, PSL3G.

Уровень технических требований к рабочим характеристикам по ГОСТ / по API: УТР1, УТР2 / PR1, PR2.

Основные свойства

Трубные головки имеют следующие свойства:

– корпусные детали изготавливаются из поковок в полном соответствии с требованиями API, ГОСТ к материалам;

– в подвесках могут применяться как стандартные резьбы API, ГОСТа, так и резьбы, изготавливаемые по техническим условиям производителей труб;

– предлагаются все наиболее применяемые типы подвесок НКТ и уплотнений межтрубного пространства, в том числе уплотнение типа «металл – металл»;

– возможно применение большинства из современных опций: пробки для снятия задвижек (VR), обратные и двухсторонние клапаны трубодержателя, интерфейс каналов управления подземным клапаном безопасности и линий ингибиции, зажимные винты, тестовые каналы для опрессовки;

– адаптер трубной головки может крепиться как на ввертных, так и на сквозных шпильках;

– при применении в агрессивных средах (коррозия и абразивный износ) трубодержатели могут изготавливаться с внутренней наплавкой и из нержавеющей сталей.

Таблица 16

Типы уплотнения межтрубного пространства

Тип уплотнения	Температурный диапазон	Возможно применение
резиновым пакером «ласточкин хвост»	–60 °С ... +121 °С	в агрессивных средах
сплошным резиновым пакером	–60 °С ... +121 °С	в агрессивных средах
манжетой с подкачкой пасты	–60 °С ... +121 °С	в агрессивных средах
резиновым кольцом	–60 °С ... +121 °С	в агрессивных средах
металл – металл	устойчивость к > t	в особо агрессивных средах

13.3.2. Фонтанная арматура

Предназначена для пропуска добываемой среды в нужном направлении, ее регулирования и контроля по расходу и давлению, а также для остановки скважины в случае ремонта, выполнения технологических операций и аварийной остановки в ручном или автоматическом режимах. Включает в свой состав в зависимости от схем сборки и эксплуатации задвижки, фитинги, дроссели, ответные фланцы, инструментальные фланцы, обратные клапаны и т.д.

Фонтанные арматуры изготавливают для различных условий эксплуатации. Их классифицируют по конструктивным и прочностным признакам:

- рабочему давлению (14, 21, 35, 70 и 105 МПа);
- схеме исполнения;
- числу спускаемых в скважину труб (один и два концентричных ряда труб);
- конструкции запорных устройств (задвижки и краны);
- размерам проходного сечения по стволу (50–150 мм) и боковым отводам (50...100 мм).

Рабочее давление, МПа: 14, 21, 35, 70, 105.

Таблица 17

Условный проход

мм	50	65	80		100	130	150
дюймы	2 1/16	2 9/16	3 1/16	3 1/8	4 1/16	5 1/8	6

Климатическое исполнение по ГОСТ: У, ХЛ.

Температурные классы по API: K, L, P, R, S, T, U.

Возможна поставка в материальном исполнении K1 (содержание CO₂ до 6%) и K2 (содержание CO₂ и H₂S до 6% каждого) по ГОСТ 13846-89 и AA, BB, CC, DD, EE, FF, HH по API Spec 6A.

Уровень технических требований к изготовлению по ГОСТ.

Уровень безопасности по API: УТТ1, УТТ2, УТТ3, УТТ4 / PSL1, PSL2, PSL3, PSL3G.

Уровень технических требований к рабочим характеристикам по ГОСТ / по API: УТР1, УТР2 / PR1, PR2.

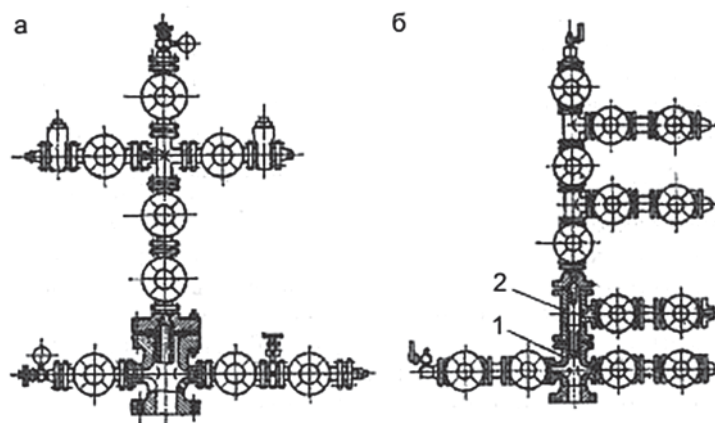
Фонтанная арматура скважины соединяется с промышленными коммуникациями сбора пластовой жидкости или газа с помощью манифольда, который представляет собой сочетание трубопроводов, запорных устройств и клапанов, обвязывающих фонтанную арматуру. Манифольд служит для подключения к трубному и затрубному пространствам агрегатов для проведения различных операций при пуске и эксплуатации скважины.

Таблица 18

Краткие технические характеристики

	АФК1 65×21	АФК1 65×21 К1	АФК1 65×21 К2
Наибольшее допускаемое давление, МПа	21		
Условный проход, мм: — ствола — боковых отводов	65 65		
Тип запорного устройства	ЗМС1-65×21 или ЗПМ65×21	ЗПМ65×21 К1	ЗПМ65×21 К2
Скважинная среда	Нефть, газ, газоконденсат с содержанием механических примесей до 0,05% и пластовой воды до 90% по объему		
	С суммарным содержанием CO ₂ и H ₂ S до 0,003% по объему	С содержанием CO ₂ до 6% по объему	С содержанием CO ₂ и H ₂ S до 6% по объему каждого
Температура скважинной среды, °С, не выше	+ 120		
Масса, кг, не более	778		
Полный установленный срок службы, лет	9		

**Рис. 80. Внешний вид фонтанной арматуры**

**Рис. 81. Фонтанная арматура:**

а – арматура крестовая; б – арматура тройниковая

13.3.2.1. Запорные и регулирующие устройства фонтанной арматуры и манифольда.

Технические характеристики запорных устройств

К запорным устройствам относятся задвижки и краны для перекрытия или открывания каналов арматуры и манифольда, к регулирующим – сменные штуцеры и вентили для изменения дросселированием расхода пластовой жидкости или газа.

Прямоточная задвижка

Задвижка фланцевая с ручным приводом с уплотнением затвора «металл – металл» применяется в качестве запорного устройства, предназначена для установки в фонтанную арматуру или трубопровод и служит для полного закрытия потока рабочей среды из скважин нефтяных месторождений.

Шиберные задвижки изготавливают для рабочих давлений 14 МПа, 21 МПа, 35 МПа, 70 МПа различных исполнений в зависимости от состава скважинной среды:

- К1 (среда с содержанием CO_2 до 6% по объему каждого);
- К2 (среда с содержанием H_2S и CO_2 до 6% по объему каждого);
- К3 (среда с содержанием H_2S и CO_2 до 25% по объему каждого).

Особенностью конструкции является возможность устранения утечек по штоку путем поддавливания пасты в пакет уплотнения. Конструкция задвижек обеспечивает при необходимости замену уплотнения по штоку без демонтажа задвижки с фонтанной арматуры. Задвижки снабжены указателем положения шибера.

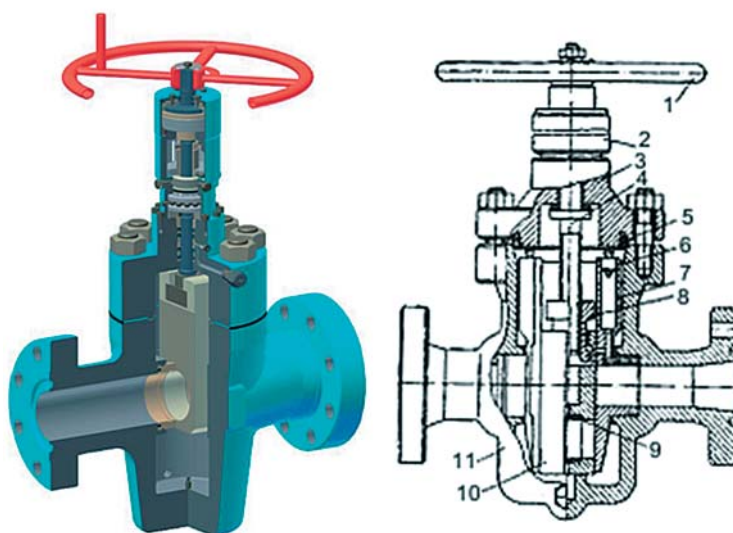
Задвижки, отвечают требованиям стандарта API 6A для уровней качества PSL 1, PSL 2, PSL 3 и для классов температур K (от -60 до $+82^\circ\text{C}$) и L (от -46 до $+82^\circ\text{C}$).

Материал исполнения по API 6A (NACE MR-01-75) – от AA до FF.

Таблица 19

Технические характеристики

Проходное сечение, мм (дюйм)	Рабочее давление, МПа (psi)				
	14 (2 000)	21 (3 000)	35 (5 000)	70 (10 000)	105 (105 000) *
52 (2 1/16)	+	+	+	+	+
65 (2 9/16)	+	+	+	+	+
78 (3 1/8)	–	+	+	+	+
103 (4 1/16)	+	+	+	+	+
152 (7 1/16)	+	+	–	–	–

**Рис. 82. Прямоточная задвижка:**

1 – маховик; 2 – корпус подшипника; 3 – крышка задвижки; 4 – шпindelь;
 5 – прокладка; 6 – поршень; 7 – шейка корпуса; 8 – гайка плашек; 9 – втулка;
 10 – плашка; 11 – корпус

Прямоточные задвижки типа ЗМС1 с принудительной подачей смазки с ручным управлением с условным проходом 65, 80, 100 и 150 мм, рассчитанные на давление 21 и 35 МПа, состоят из корпуса, седла входного, шпинделя, маховика, гайки ходовой, крышки подшипников, гайки нажимной, кольца нажимного, манжет, крышки, пружин тарельчатых, клапана нагнетательного, седла выходного, шибера. Герметичность затвора обеспечивается созданием необходимого удельного давления на уплотняющих поверхностях шибера и седел. Предварительное удельное давление создается тарельчатыми пружинами. Выпускаются модернизированные задвижки типа ЗМ и ЗМС.

Полость за шибером заполняется смазкой ЛЗ-162 или «Арматол-238», подшипниковый узел смазывается смазкой Литол-24.

Прямоточная задвижка типа ЗМАД, рассчитанная на давление 70 МПа, с автоматической подачей смазки и ручным управлением состоит из корпуса, двух седел (щеки), шибера, выполненного в виде двух плашек, шпинделя, уравнивающего штока, корпуса сальника, ходовой гайки с трапецидальной резьбой, упорных подшипников, крышки подшипника, маховика, кожуха.

Особенность задвижки – наличие системы автоматической подачи смазки в затвор, состоящий из полости, поршеньков, системы каналов, которые связывают полость с кольцевой канавкой на уплотнительной поверхности щеки и обратными клапанами, расположенными снаружи корпуса и предназначенными для периодического (через каждые 10–15 циклов работы задвижки) нагнетания смазки в полость.

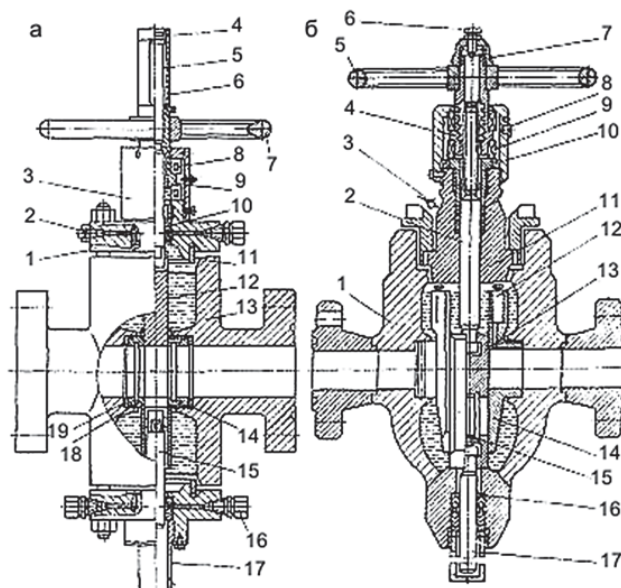


Рис. 83. Прямоточные задвижки типов ЗМС1 (а) и ЗМАД (б) с ручным управлением:

а: 1 – крышка; 2 – разрядная пробка; 3 – крышка подшипника; 4 – регулировочная шайба; 5 – шпindel; 6 – верхний кожух; 7 – маховик; 8 – упорный шарикоподшипник; 9 – ходовая гайка; 10 – узел сальника; 11 – прокладка; 12 – шибер; 13 – корпус; 14 – выходное седло; 15 – шток; 16 – нагнетательный клапан; 17 – нижний кожух; 18 – входное седло; 19 – тарельчатая пружина;

б: 1 – корпус; 2 – шпindel; 3 – обратный клапан для смазки узла сальника; 4 – ходовая гайка; 5 – маховик; 6 – винт; 7 – кожух; 8 – масленка; 9 – упорный шариковый подшипник; 10 – крышка подшипников; 11 – корпус сальника; 12 – поршенек; 13 – плашка; 14 – направляющие щеки; 15 – фторопластовая втулка; 16 – манжеты; 17 – уравнивающий шток

Пробковый кран

Краны пробковые проходные со смазкой типа КППС применяются в устьевом эксплуатационном оборудовании с целью разобщения проходных каналов. Краны предназначены для работы в умеренном и холодном макроклиматических районах, ГОСТ 16350. Герметичность затвора – класс А, ГОСТ 9544-93.

Пробковый кран состоит из корпуса 1, конической пробки 2, крышки 3, через которую проходит регулировочный винт 4, позволяющий регулировать рабочий зазор между уплотнительными поверхностями корпуса пробки.

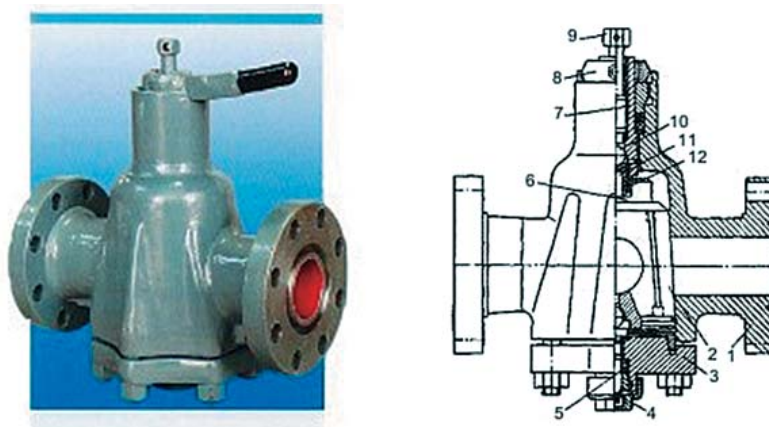


Рис. 84. Пробковый кран:

- 1 – корпус; 2 – конус; 3 – крышка; 4 – регулирующий винт; 5 – манжеты;
6 – кулачковая муфта для проворота конуса шпинделем; 7 – шпиндель; 8 – рукоятка;
9 – нажимной болт для подачи смазки; 10 – обратный клапан;
11, 12 – ограничитель и пружина клапана

Уплотнение регулировочного винта осуществляется манжетами (5), поджатие которых производится грундбуксой. Управление краном осуществляется путем поворота пробки (2) (через шпиндель (7) и кулачковую муфту (6) рукояткой (8) до ее упора (рукоятки) в выступы горловины корпуса.

Для поворота пробки крана рукоятку при необходимости наращивают рукояткой 40Б-ЗИП-4, поставляемой с арматурой. Шпиндель уплотняется манжетами, которые поджимаются грундбуксой.

Для отжатия заклиненной пробки и подачи смазки в шпинделе (7) крана предусмотрено устройство, состоящее из толкателя (9) и втулки (уплотняемой двумя кольцами из маслобензостойкой резины) с вмонтированным в нее обратным клапаном (10). Отжатие заклиненной пробки осуществляется вращением толкателя. Осевое усилие на пробку передается через втулку. Кран работает только со смазкой.

Смазка выполняет следующие функции: обеспечивает герметичность затвора крана; облегчает поворот пробки, создавая постоянную прослойку между уплотнительными поверхностями корпуса и пробки; предохраняет уплотнительные поверхности от коррозии и износа; предохраняет кран от заедания и заклинивания. С целью повышения коррозионной стойкости пробка крана подвергается сульфатированию.

Кран смазывается через 40–50 циклов работы смазкой ЛЗ-162 или через 150–180 циклов – смазкой «Арматол-238».

Таблица 20

Технические характеристики

Обозначение изделия	Диаметр условного прохода, мм	Рабочее давление, МПа	Температура рабочей среды, не более, °С	Габаритные размеры, мм L×B×H	Масса, кг	Код ОКП
КППС-65×14 КППС-65×14ХЛ	65	14	+120	350×205×420	53	366515

Регулируемые дроссели

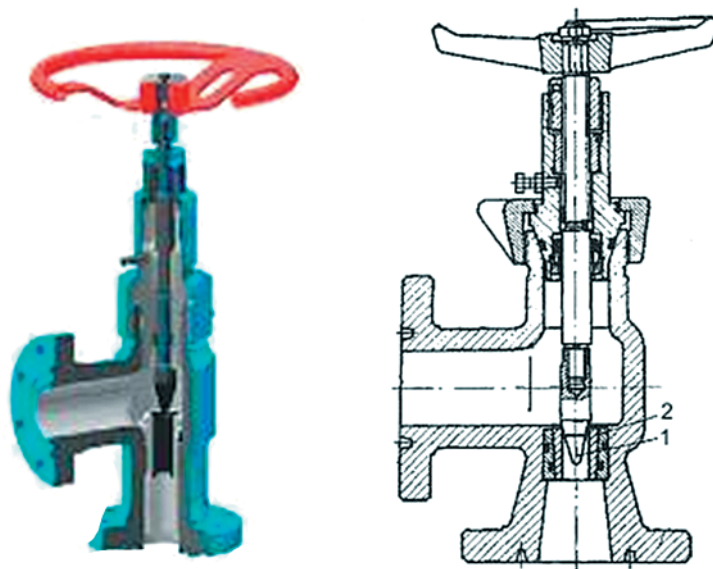
Дроссели применяются для регулирования режима работы скважины или магистрального трубопровода. Регулируемые дроссели позволяют бесступенчато регулировать давление на выкиде фонтанной скважины за счет осевого перемещения шпинделя штуцера с насадкой, входящей в гнездо. Из-за переменного профиля насадки площадь кольцевого отверстия между гнездом и насадкой при перемещении шпинделя меняется в пределах от 3 до 35 мм, что и позволяет регулировать расход жидкости или газа.

Рабочее давление

МПа	14	21	35	70
psi	2 000	3 000	5 000	10 000

Условный проход

мм	50	65	80	100
дюймы	2 1/16	2 9/16	3 1/8	4 1/16

**Рис. 85. Регулируемый штуцер:**

1 – сменная насадка; 2 – втулка

При подвеске труб на фланце-планшайбе к ней присоединяют подъемный патрубок. Поднимая планшайбу, ее навинчивают на колонну труб и ставят на крестовик. Затем отсоединяют подъемный патрубок и устанавливают елку арматуры вместе с переводной катушкой на крестовик.

Клапаны обратные

Используются для перепуска газа из затрубного пространства фонтанной арматуры в линию выкида и предотвращения перетоков добываемой среды в затрубное пространство. Устанавливаются в линию затруба либо на пересечении линий затруба и выкида (незамерзающий клапан).

Рабочее давление

МПа	14	21
psi	2 000	3 000

Условный проход

мм	50	65	80	100
дюймы	2 1/16	2 9/16	3 1/8	4

Материальное исполнение К1 (содержание CO_2 до 6%) и К2 (содержание CO_2 и H_2S до 6% каждого) по ГОСТ 13846-89 и AA, BB, CC, DD, EE, FF, HH по API Spec 6A.

Основные преимущества

Основными преимуществами обратных клапанов являются:

- запорный орган шар – седло находится в потоке добываемой среды (незамерзающие);
- возможна регулировка давления сброса из затруба (установка заданного давления срабатывания в процессе добычи);
- запорный орган выполнен из нержавеющей стали;
- простота разборки и сборки.

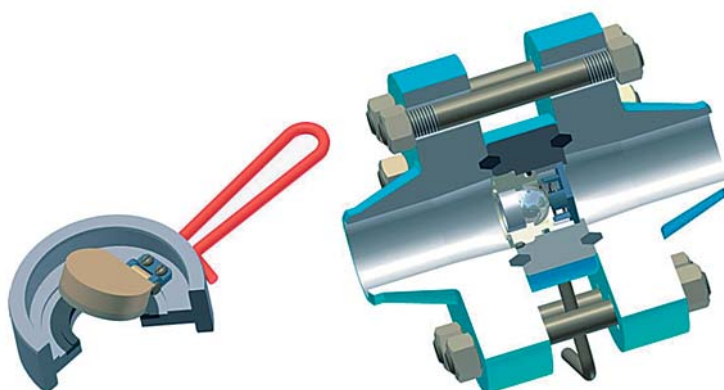


Рис. 86. Клапаны обратные

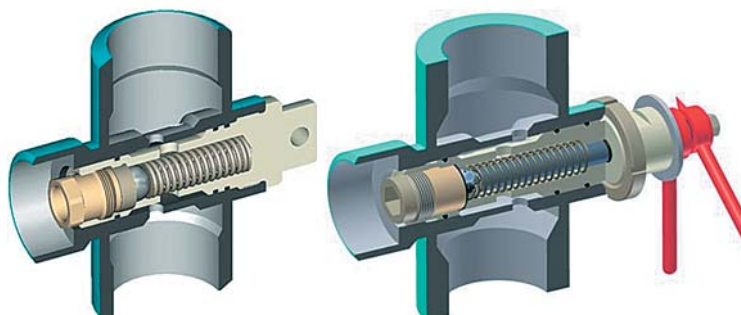


Рис. 87. Клапаны обратные незамерзающие

Самоустанавливающийся устьевой сальник

Отличительная особенность сальника – наличие пространственного шарнира между головкой сальника (содержащей уплотнительную набивку) и тройником. Шарнирное соединение, обеспечивая самоустановку головки сальника при несоосности сальникового штока с осью ствола скважины, исключает односторонний износ набивки, увеличивает срок службы сальника, одновременно облегчает смену набивки.

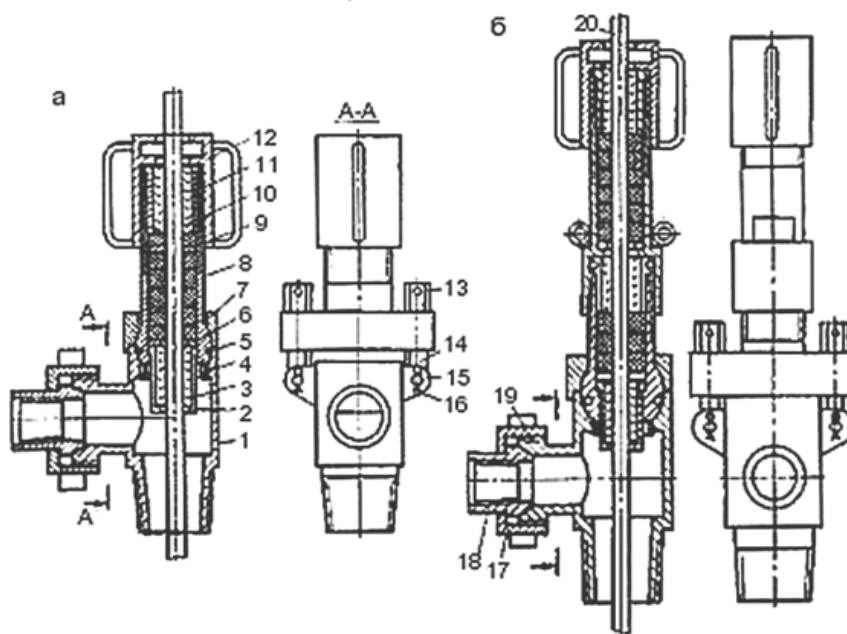


Рис. 88. Устьевой самоустанавливающийся сальник:

- а – СУС1; б – СУС2; 1 – тройник; 2 – втулка нижняя; 3 – вкладыш; 4 – стопор;
 5 – кольцо уплотнительное; 6 – манжетодержатель; 7 – крышка шаровая;
 8 – уплотнительная набивка; 9 – головка шаровая; 10 – вкладыш; 11 – грундбукса;
 12 – крышка головки; 13 – гайка; 14 – болт откидной; 15 – палец; 16 – шплинт;
 17 – гайка накидная; 18 – ниппель; 19 – наконечник; 20 – сальниковый шток

Сальник рассчитан на повышенные давления на устье скважины и обеспечивает надежное уплотнение штока при однострубных системах сбора нефти и газа.

Устьевые сальники изготавливаются двух типов: СУС1 – с одинарным уплотнением (для скважин с низким статическим уровнем и без газопроявлений); СУС2 – с двойным уплотнением (для скважин с высоким статическим уровнем и с газопроявлениями).

Самоустанавливающийся сальник СУС1 состоит из шаровой головки (9) с помещенными в ней нижней (2) и верхней втулками с вкладышами (3) и (10) из прессованной древесины и уплотнительной набивки (8). На верхнюю часть шаровой головки навинчивается крышка (12) с двумя скобами, которыми подтягивается уплотнительная набивка.

В верхней части крышки головки над грундбуксой (11) имеется кольцевой резервуар, служащий для смазки трущихся поверхностей сальникового штока, набивки и вкладышей. Для надежного уплотнения шаровой головки предусмотрено уплотнительное кольцо (5). Два стопора (4) в нижней части шаровой головки не позволяют ей проворачиваться вокруг своей оси при затяжке крышки. Шаровая головка крепится к тройнику (1) двумя откидными болтами (14), укрепленными на тройнике пальцами (15), которые входят в проушины болтов. Тройник снабжен быстроразборным соединением для подсоединения к выкидной линии.

Устьевой сальник СУС2 в отличие от сальника СУС1 имеет вторую камеру, включающую шаровую головку с помещенными в ней уплотнительной набивкой и промежуточной втулкой с вкладышами и двумя резиновыми кольцами.

При этом основная уплотнительная набивка помещена в корпусе, который навинчен на резьбу шаровой головки. Устьевой сальник с двойным уплотнением позволяет заменять изношенные верхние уплотнительные элементы на скважине. Изношенные направляющие втулки, необходимо заменять при текущем ремонте скважин, когда устьевой сальник вместе со штоком находится на мостках. Перед установкой устьевого сальника на устье скважины вкладыши растачивают под соответствующий диаметр сальникового штока. При установке устьевых сальников на устье все резиновые кольца и уплотнительные набивки необходимо смазывать густой смазкой.

При потере герметичности в шаровой опоре или при ее заклинивании разбирать шаровую крышку и отделять головку от тройника можно только в мастерской. После разборки шаровой крышки и шаровой головки рабочие поверхности шарнира должны быть тщательно очищены. При потере герметичности в шаровой опоре заменяют уплотнительное кольцо.

13.3.2.2. Ремонт фонтанной арматуры

Фонтанная арматура подвергается истирающему действию песка, выносимого вместе с нефтью, газом и водой. Наибольшее истирание происходит в тройниках фонтанной елки в запорных устройствах. Отдельные изношенные задвижки меняют непосредственно на устье скважины. Фонтанная арматура целиком должна подвергаться периодической ревизии независимо от того, наблюдались ли неисправности в процессе эксплуатации или она работала надежно.

Ревизию и ремонт арматуры производят в ПРЦЭО, разбирая ее на отдельные узлы и детали. После разборки фонтанную елку моют и осматривают отдельные детали. Наиболее сложные детали для ремонта – задвижки. Прежде всего проверяют легкость их открывания и закрывания. Затем разбирают крышку, извлекают маховик вместе со штоком (шпинделем) и запорным органом, плашками или пробкой и проверяют состояние уплотняющих поверхностей. Многие задвижки на протяжении всего межремонтного периода находятся в одном и том же положении (открыты или закрыты). При работе таких задвижек без утечек достаточно визуального осмотра деталей перед сборкой и замены сальников. Если на уплотнительных поверхностях имеются изношенные участки, их шлифуют или притирают. Износ дефектных задвижек устанавливают обмером и восстанавливают наплавкой с последующей механической обработкой для получения первоначальных размеров и чистоты поверхности. Так ремонтируют запорное устройство и корпус.

Уплотняющие поверхности перед сборкой притирают. Часто запорные устройства бывают изношены настолько, что их заменяют новыми. Шпиндели контролируют на прямолинейность и годность резьбы. Резьба должна быть полной, чистой и не забитой. Если верхний конец – квадрат – свернут, необходимо запилить новый. Отремонтированные и частично вновь изготовленные детали после пригонки отдельных узлов собирают в порядке, обратном разборке. Собранный задвижку подвергают гидравлическому испытанию.

Фонтанную елку собирают на стенде, который использовали при разборке. Резьбы перед свинчиванием покрывают графитной смазкой. Особое внимание следует уделять сборке уплотняющих колец и прокладок. После сборки фонтанную арматуру шаблонируют и опрессовывают, проверяя герметичность всех соединений. Запотевание и утечки не допускаются. Фонтанную елку, прошедшую испытание, продувают сжатым воздухом для удаления влаги, окрашивают ее наружную поверхность эмалью после грунтовки и консервируют консистентной смазкой.

13.3.3. Скважинные штанговые насосы

Глубинные (скважинные) штанговые насосы (ГШН) являются наиболее распространенным видом насосов, предназначенных для подъема жидкости из нефтяных скважин.

Скважинные насосы имеют вертикальную конструкцию одностороннего действия с неподвижным цилиндром, подвижным металлическим плунжером и шариковыми клапанами. Насосы изготавливают следующих типов:

- НВ1 – вставные с замком наверху;
- НВ2 – вставные с замком внизу;
- НН – невставные (трубные) без ловителя;
- НН1 – невставные с захватным штоком;
- НН2 – невставные с ловителем.

Конструктивно скважинные штанговые насосы состоят из цилиндра с всасывающим клапаном, навинченным на нижний конец. На всасывающий клапан навинчен упорный ниппель с конусом. На верхнем конце цилиндра расположен защитный клапан, предотвращающий осаждение песка в цилиндре при остановке насоса. Внутри цилиндра подвижно установлен плунжер

с нагнетательным клапаном на нижнем конце и клеткой плунжера на верхнем конце. Для присоединения плунжера насоса к колонне насосных штанг насос снабжен штоком, навинченным на клетку плунжера и законтренным контргайкой. В расточке верхнего конца цилиндра расположен упор.

Насос спускается в колонну насосно-компрессорных труб на колонне насосных штанг и закрепляется в опоре нижней частью при помощи ниппеля упорного с конусом. Такое закрепление насоса позволяет разгрузить от пульсирующих нагрузок. Это обстоятельство обеспечивает применение его на больших глубинах скважин.

Скважинный штанговый насос является составной частью скважинной насосной установки и предназначены для подъема жидкости из нефтяных скважин. СШН по принципу работы относятся к плунжерным насосам прямого действия. Работает насос по схеме, приведенной ниже.

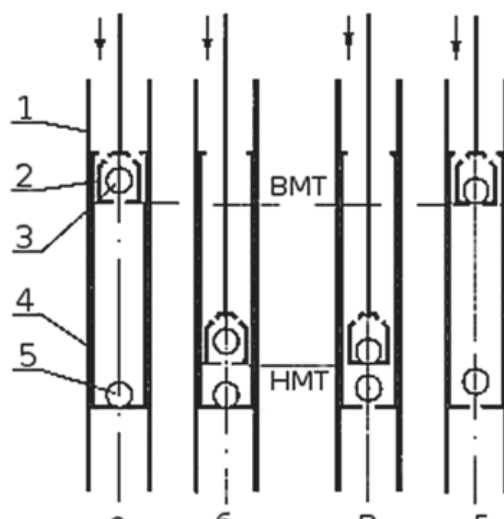


Рис. 89. Схема процесса откачки:

1 – НКТ; 2 – плунжер; 3 – нагнетательный клапан; 4 – цилиндр;
5 – всасывающий клапан

В исходной позиции насос и НКТ заполнены жидкостью, плунжер (2) находится в верхней мертвой точке (ВМТ), нагнетательный клапан (3) закрыт.

При опускании плунжера (2) (рис. 88а, б) всасывающий клапан (5) под действием силы тяжести закрывается, открывается нагнетательный клапан (3) и происходит вытеснение в приемный трубопровод объема жидкости, равного объему насосной штанги, погружающейся при этом в жидкость.

При ходе плунжера (2) вверх (рис. 88в, г) нагнетательный клапан (3) закрывается и, если давление пластовой жидкости превышает давление в цилиндре, открывается всасывающий клапан (5). Происходит заполнение цилиндра (4) жидкостью с одновременным подъемом столба жидкости в приемный трубопровод.

Условный размер насоса примерно соответствует внутреннему диаметру цилиндра.

Цилиндры скважинных насосов выпускают в двух исполнениях:

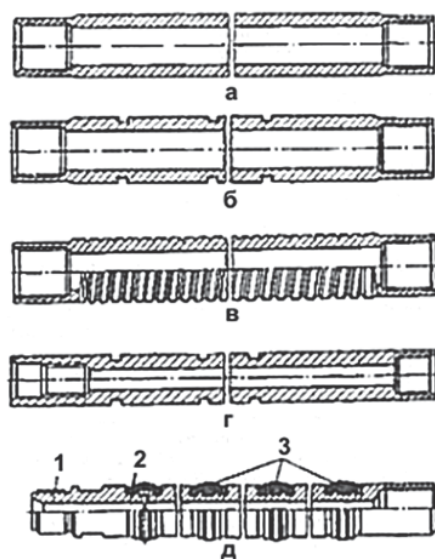
ЦБ – цельный (безвтулочный), толстостенный;

ЦС – составной (втулочный).

Цилиндр втулочного насоса состоит из кожуха, в котором размещены втулки. Фиксация втулок в кожухе обеспечивается гайками. Втулки подвергаются воздействию переменного внутреннего гидравлического давления, обусловленного столбом откачиваемой жидкости, и постоянного усилия, возникающего в результате торцевого обжатия рабочих втулок. Втулки всех насосов при различных внутренних диаметрах имеют одинаковую длину – по 300 мм. Втулки всех насосов изготавливают трех типов: легированные из стали марки 38ХМЮА, стальные из стали марок 45 и 40Х, чугунные марки СЧ26-48.

Легированные втулки изготавливают только тонкостенными, стальные – тонкостенные, с увеличенной толщиной стенки и толстостенные, чугунные – толстостенные.

Цельнотянутые цилиндры представляют собой длинную стальную трубу, внутренняя поверхность которой рабочая. Труба при этом играет роль и цилиндра и кожуха одновременно. Подобная конструкция лишена таких недостатков, как негерметичность между торцами рабочих втулок, искривление оси цилиндра. При этом увеличивается жесткость насоса и создается возможность использовать плунжер большого диаметра при одинаковом по сравнению с втулочным насосом наружном диаметре.

**Рис. 90. Плунжеры:**

а – гладкий (исполнение Г); б – с кольцевыми канавками (исполнение К);
в – с винтовой канавкой (исполнение В); г – типа «пескобрей» (исполнение П);
д – манжетный, гуммированный плунжер; 1 – корпус плунжера;
2 – самоуплотняющееся резиновое кольцо; 3 – набухающие резиновые кольца

Плунжер глубинного скважинного насоса представляет собой стальную трубу с внутренней резьбой на концах. Их изготавливают из стали 45, 40Х или 38ХМЮА. По способу уплотнения зазора цилиндр – плунжер различают полностью металлические и гуммированные плунжеры. В паре металлический плунжер – цилиндр уплотнение создается нормированным зазором большой длины, в гуммированных – за счет манжет или колец, изготовленных из эластомера или пластмассы.

В настоящее время применяют плунжеры:

- а) с гладкой поверхностью;
- б) с кольцевыми канавками;
- в) с винтовой канавкой;
- г) с кольцевыми канавками, цилиндрической расточкой и скошенным концом в верхней части («пескобрей»);
- д) манжетные плунжеры;
- е) гуммированные плунжеры.

Использование большого количества разнообразных конструкций плунжеров обусловлено необходимостью обеспечения при любых условиях эксплуатации герметичности зазора, высокой долговечности пары цилиндр – плунжер (при этом стремятся по возможности уменьшить силы трения).

Клапаны глубинных скважинных насосов выполняют шариковыми, так как в условиях работы глубинных насосов они обладают наибольшей работоспособностью по сравнению с другими (коническими и плоскими) конструкциями. Большой срок их службы объясняется хорошей притиркой шарика к седлу во время работы при длительном сохранении шариком своих размеров вследствие большой его активной поверхности.

В зависимости от конструкции седла шариковые клапаны бывают с буртом и с гладкой наружной поверхностью. Последние применяют, как правило, в качестве нагнетательных клапанов.

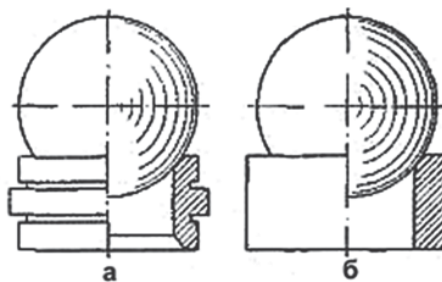


Рис. 91. Шариковые клапаны:

а – с буртом; б – с гладкой наружной поверхностью

Седла клапанов симметричны и при износе одной из кромок поверхности седла их поворачивают (переставляют) на 180° для использования другой поверхности. Для обеспечения герметичности стыка шарик – седло внутренняя кромка седла имеет фаску. Твердость шарика всегда назначается выше твердости седла, так как при работе шарик должен сохранить свою форму. Твердость шарика обычно бывает 56–70 HRC, седла 40–50 HRC.

Конструктивные особенности

Насосы состоят из цельного неподвижного цилиндра с удлинителями, подвижного плунжера, нагнетательного и всасывающего клапанов и замка.

Удлинители навертываются на цилиндр по одному с каждой стороны. Наличие удлинителей позволяет выдвигать плунжер из цилиндра при работе насоса, при этом предотвращаются отложения на внутренней поверхности цилиндра, что исключает заедание плунжера и создает благоприятные условия при проведении ремонта.

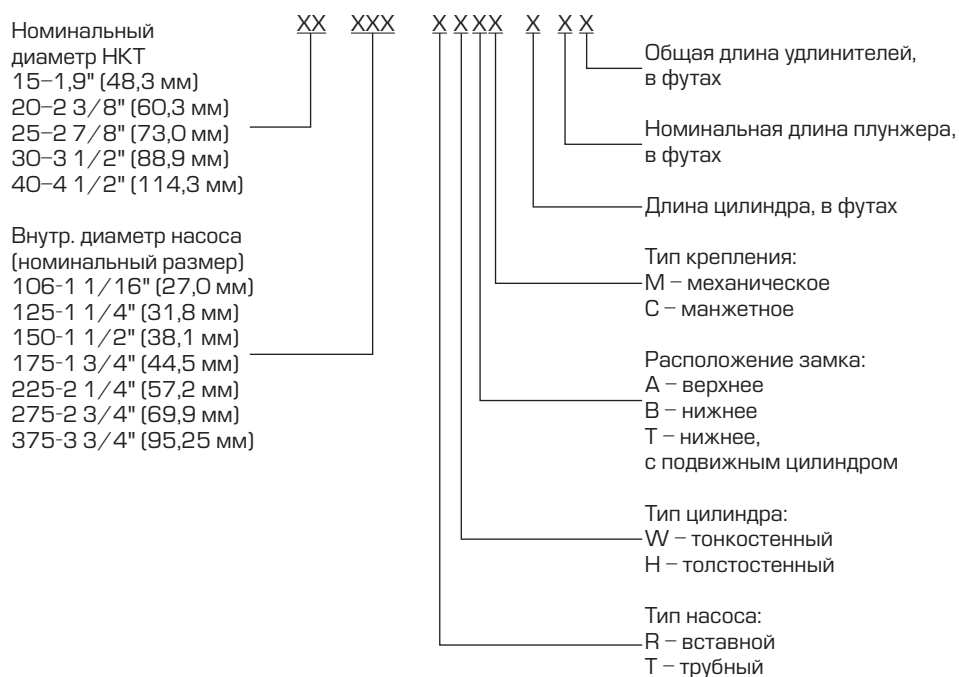
Детали насосов, находящиеся под напряжением, изготовлены из высоколегированных сталей и сплавов, что обеспечивает длительную безотказную работу насосов.

Герметичность посадки насосов, резьбовых соединений, полная взаимозаменяемость всех деталей насоса обеспечены высокой точностью их изготовления.

По присоединительным размерам и резьбам все насосы модифицированы под отечественное скважинное оборудование.

Условия эксплуатации

- обводненность до 99%;
- содержание механических примесей до 1,3 г/л;
- содержание свободного газа на приеме насоса до 20% от объема;
- минерализация до 10 г/л;
- концентрация ионов водорода (pH) 4,2–8.

Структура полного обозначения ГШН по АР

Пример обозначения насоса

Вставной штанговый насос с характеристиками:

- внутренний диаметр 1 1/4 дюйма (31,8 мм);
- толстостенный 10-футовый цилиндр (3,05 м);
- два 1,5-футовых удлинителя (по 493 мм);
- 4-футовый (1,295 м) плунжер;
- нижнее механическое крепление;
- установка в НКТ диаметром 2 3/8 дюйма (60,3 мм) обозначается:
20-125-RHBM-10-4-3

Таблица 21

Типы изготавливаемых насосов

Тип насоса	Маркировка насоса		Сочетание диаметра НКТ и диаметра насоса
	механическое крепление	манжетное крепление	
Трубные насосы	ТНМ	ТНС	20-125, 25-125 20-175, 25-175 25-225 30-275

Исполнение насосов

Все изготавливаемые насосы модифицированы под отечественное скважинное оборудование для установки их в колонне гладких (с невысаженными концами) НКТ по ГОСТ 633-80 и соединения с колонной штанг по ГОСТ 13877-96.

Для подсоединения фильтров или других защитных приспособлений к нижней части насоса – внутренняя резьба LP (резьба трубопроводов) – конус 1:16; 11,5 ниток на дюйм. Диаметр резьбы: 1», 1 1/4», 1 1/2», 2» (в зависимости от типа и диаметра насоса).

Длина хода плунжера определяется сочетанием длин цилиндра, плунжера и удлинителей (все длины в футах, один фут – 0,305 м).

Таблица 22

Сочетание длин: цилиндр – плунжер – удлинители	Максимальная (от упора до упора) длина хода плунжера, м
7-4-4	1,5
9-4-4	2,1
11-4-4	2,7
11-4-5	3,0
14-4-4	3,6
11-10-4	3,0

Исполнение деталей насосов

Цилиндр: из легированной стали с упрочнением внутренней поверхности ионным азотированием глубиной 0,3–0,5 мм, твердость 850–1200 HV (66–72 HRC);

Плунжер: желобчатый из углеродистой стали, твердонапыленный, твердость не менее 595 HV (55 HRC);

Клапан (седло-шар): материал – стеллит (ST), нержавеющая сталь (SS).

Плунжерный зазор

Таблица 23

Fit-1	0,025	0,088
Fit-2	0,050	0,113
Fit-3	0,075	0,138
Fit-4	0,100	0,163
Fit-5	0,125	0,188

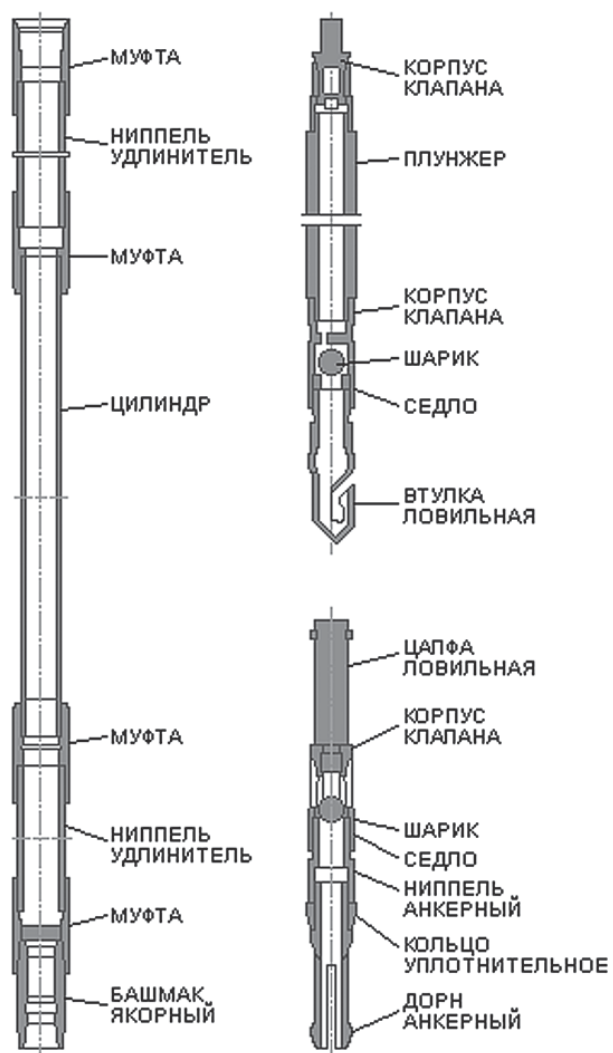


Рис. 92. Конструкция трубного насоса

Насос трубный со стандартным (по 11АХ-API) креплением всасывающего клапана

Таблица 24

Технические характеристики трубных насосов

Исполнение по креплению всасывающего клапана	Внутренний диаметр насоса, мм	Диаметр НКТ, мм	Маркировка насоса	Аналог насосов по ОСТ
По 11АХ-API	31,8	60,3	20-125-THM	НН25-32
		73,0	25-125-THM	—
	44,5	60,3	20-175-THM	НН25-44
		73,0	25-175-THM	—
	57,2	73,0	25-225-THM	НН25-57
	69,9	88,9	30-275-THM	НН25-70
Специальное (конус)	44,5	73,0	25-175-THM-K	—
	57,2	73,0	25-225-THM-K	—
Неизвлекаемый клапан (используется дополнительный сливной клапан)	31,8	73,0	25-125-THM-T	—
	44,5	73,0	25-175-THM-T	—
	57,2	73,0	25-225-THM-T	—
Неизвлекаемый клапан, длинный (10 футов) плунжер, цилиндр с боковым отверстием	31,8	73,0	25-125-THM-T-11-10-4	—
	44,5	73,0	25-175-THM-T-11-10-4	—
	57,2	73,0	25-225-THM-T-11-10-4	—
	69,9	88,9	30-275-THM-T-11-10-4	—
Неизвлекаемый клапан со встроенным сливным устройством сбивного типа: — одинарный (С) — сдвоенный (СС)	31,8	73,0	25-125-THM-С(СС)	—
	44,5	73,0	25-175-THM-С(СС)	—
	57,2	73,0	25-225-THM-С(СС)	—
	69,9	88,9	30-275-THM-С(СС)	—

Цилиндр вставного скважинного насоса спускается внутри труб на колонне штанг и монтируется на них с помощью специального замкового соединения. Это позволяет менять вставной насос без спуска и подъема труб. Но при одинаковых диаметрах плунжеров вставной насос требует применения НКТ большего диаметра.

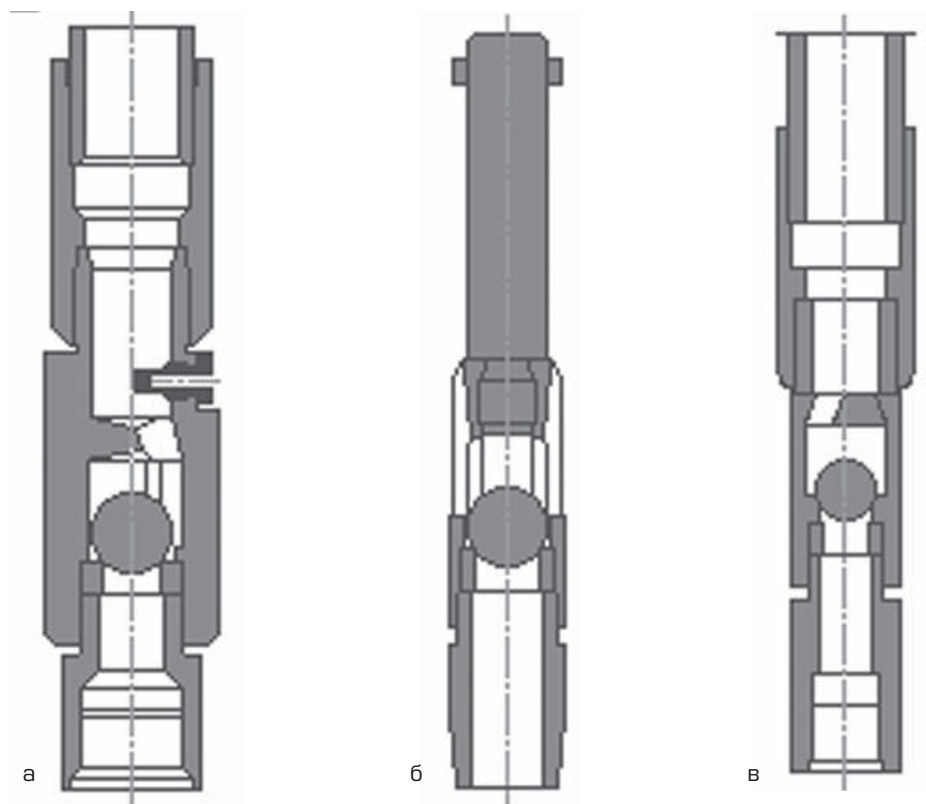


Рис. 93. Специальные исполнения всасывающих клапанов трубных насосов

а) неизвлекаемый клапан со встроенным сливным устройством сбивного типа (насосы ТНМ-С). Всасывающий клапан увеличен. Ловильное устройство отсутствует
 б) специальное (конус) с ловильным устройством байонетного типа (насосы ТНМ-К)
 в) неизвлекаемый клапан (насосы ТНМ-Т). Всасывающий клапан (седло-шарик) насосов Ж32, 44, 57 по сравнению со стандартным исполнением увеличен. Ловильное устройство отсутствует. Насос используется совместно со сливным клапаном (типа СКОК или другой конструкции)

Таблица 25

Номенклатура насосов

Тип насоса		Маркировка насоса		Сочетание диаметра НКТ и диаметра насоса
		механическое крепление	манжетное крепление	
Вставные насосы с неподвижным цилиндром	с верхним креплением	RHAM	RHAC	20-106 (25-106) 20-125 (25-125) 25-150 25-175 30-225
	с нижним креплением	RHBM	RHBC	
Вставные насосы с подвижным цилиндром и нижним креплением		RHTM	—	25-175

Таблица 26

Длина хода плунжера

Сочетание длин: цилиндр – плунжер – удлинители	Максимальная (от упора до упора) длина хода плунжера, м
7-4-3	1,4
9-4-3	2,0
10-4-3	2,3
12-4-3	2,9
12-4-4	3,2
14-4-3	3,5
14-4-4	3,8
14-5-3	3,2

Насос вставной с верхним механическим креплением (по 11АХ-АРІ)

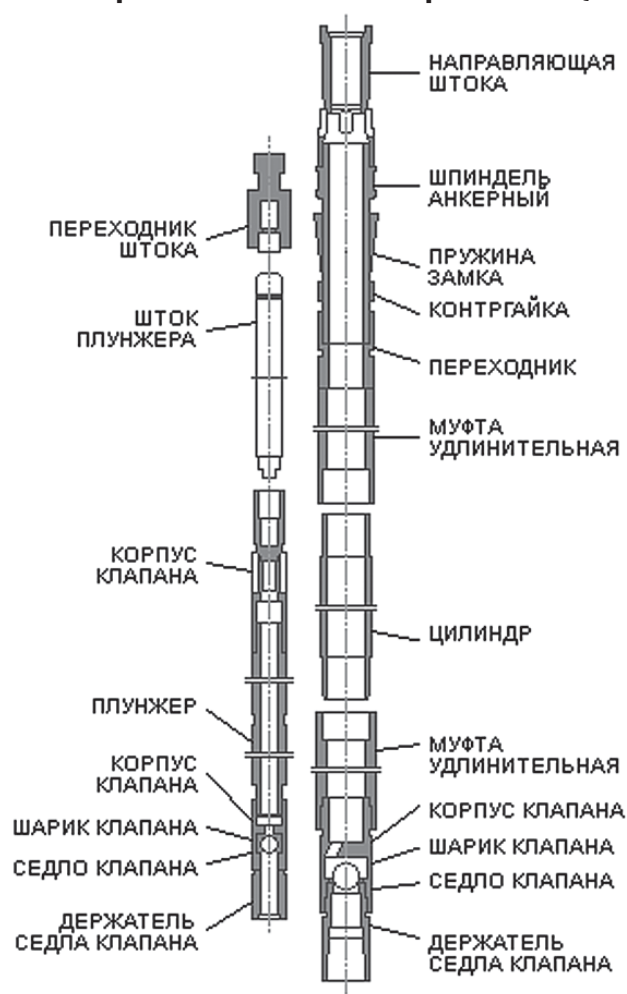


Рис. 94. Конструкция вставного насоса

Таблица 27

Технические характеристики вставных насосов

Исполнение по креплению	Внутренний диаметр насоса, мм	Диаметр НКТ, мм	Маркировка насоса	Якорный башмак (опора)	Аналог насосов по ОСТ
верхнее механическое по 11АХ-АРІ	27,0	60,3; 73,0	20-106-RHAM	40116-ZUS, 40116-M-ZUS	НВ15-29
	31,8	60,3; 73,0	20-125-RHAM	40116-ZUS, 40116-M-ZUS	НВ15-32
	38,1	73,0	25-150-RHAM	40117-ZUS	НВ15-38
	44,5	73,0	25-175-RHAM	40117-ZUS	НВ15-44
верхнее механическое в опоре ОМ по ОСТ 26.16.06-86	27,0	60,3	20-106-RHAM	ОМ-60	НВ15-29
	31,8	60,3	20-125-RHAM	ОМ-60	НВ15-32
	38,1	73,0	25-150-RHAM	ОМ-73	НВ15-38
	44,5	73,0	25-175-RHAM	ОМ-73	НВ15-44
верхнее специальное (конус в конус)	27,0	73,0	25-106-RHAM	32001-M	—
	31,8		25-125-RHAM	32001-M	—
	38,1		25-150-RHAM	32002-M	—
	44,5		25-175-RHAM	32002-M	—
верхнее манжетное по 11АХ-АРІ	27,0	60,3; 73,0	20(25)-106-RHAC	32521;32522	—
	31,8	60,3; 73,0	20(25)-125-RHAC	32521;32522	—
	38,1	73,0	25-150-RHAC	32522	—
	44,5	73,0	25-175-RHAC	32522	—
нижнее механическое по 11АХ-АРІ	27,0	60,3; 73,0	20(25)-106-RHBM	32756; 32757	—
	31,8	60,3; 73,0	20(25)-125-RHBM	32756; 32757	НВ25-32
	38,1	73,0	25-150-RHBM	32757	НВ25-38
	44,5	73,0	25-175-RHBM	32757	НВ25-44
	57,2	88,9	30-225-RHBM	32758	НВ25-57
нижнее манжетное по 11АХ-АРІ	27,0	60,3	20-106-RHBC	32521	—
	31,8	60,3	20-125-RHBC	32521	—
	38,1	73,0	25-150-RHBC	32522	—
	44,5	73,0	25-175-RHBC	32522	—
верхнее механическое по 11АХ-АРІ, установленное в нижней части насоса	38,1 44,5	73,0/60,3	25/20-150-RHM-T 25/20-175-RHM-T	40116-MT-ZUS	—
нижнее механическое по ОСТ 26.16.06-86	44,0	73,0	25-175-RHTM	ОМ-73	—

Исполнения вставных насосов

Шпиндель анкерный замка верхнего механического крепления по API:

- цельный из стали 38ХМА;
- сборный с уплотнительной гайкой из нержавеющей стали.

Насосы по желанию потребителя изготавливаются с противопесочной гильзой и удлинённой направляющей штока (противопесочный клапан) или со стандартной направляющей штока без гильзы.

Таблица 28

**Соответствие глубинных штанговых насосов ГШН
по стандарту API и ОСТ**

Обозначение по API	Максимальный ход плунжера по сальникову штоку, мм	Обозначение по ОСТ 26-16-06-86
Трубные (невставные) насосы		
20-125 THM 11-4-4	2 861	НН25 32-25-12
20-125 THM 11-4-5	3 166	НН25 32-30-12
25-125 THM 11-4-5	3 166	НН25 32-30-12
20-175 THM 11-4-4	2 781	НН25 44-25-15
20-175 THM 11-4-5	3 085	НН25 44-30-15
25-175 THM 11-4-5	3 085	НН25 44-30-15
20-175 THM 14-4-4	3 695	НН25 44-35-15
25-175 THM 14-4-4	3 695	НН25 44-35-15
25-225 THM 11-4-5	3 024	НН25 57-30-12
30-275 THM 11-4-4	2 654	НН25 70-25-10
Вставные: с верхним и нижним механическим креплением		
20-106 RHAM 12-4-3	2 984	НВ15 29-25-15
20-106 RHAM 12-4-4	3 288	НВ15 29-30-15
20-106 RHAM 14-4-3	3 593	НВ15 29-35-15
20-106 RHBM 12-4-3	2 994	НВ25 29-25-15
20-125 RHAM 12-4-3	2 983	НВ15 32-25-15
20-125 RHAM 12-4-4	3 288	НВ15 32-30-15
20-125 RHAM 14-4-3	3 592	НВ15 32-35-15
20-125 RHBM 12-4-3	2 994	НВ25 32-25-15
25-150 RHAM 12-4-3	2 967	НВ15 38-25-15
25-150 RHAM 12-4-4	3 272	НВ15 38-30-15
25-150 RHAM 14-4-3	3 577	НВ15 38-35-15
25-150 RHBM 12-4-3	2 960	НВ25 38-25-15
25-175 RHAM 12-4-3	2 941	НВ15 44-25-15
25-175 RHAM 12-4-4	3 246	НВ15 44-30-15
25-175 RHAM 14-4-3	3 550	НВ15 44-35-15
25-175 RHBM 12-4-3	2 934	НВ25 44-25-15

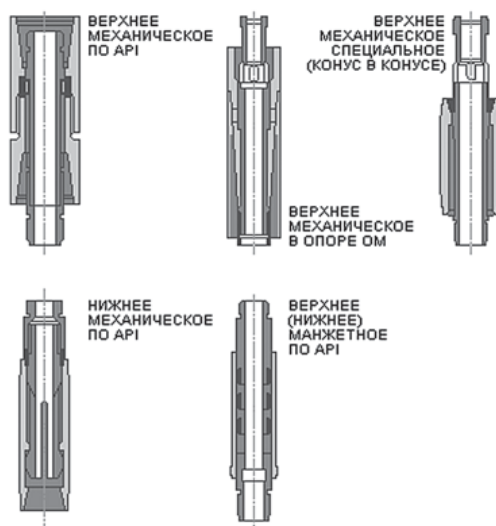


Рис. 95. Крепление вставных насосов:

13.3.3. Насосно-компрессорные трубы

При штанговой эксплуатации каналом для подъема жидкости от насоса на поверхность служат насосно-компрессорные трубы. Условия работы труб при штанговой эксплуатации наиболее тяжелые: нагрузка на трубы определяется не только собственным весом колонны, но и циклической нагрузкой, обусловленной весом откачиваемой жидкости, а также силами трения. Кроме того колонна труб должна выдержать дополнительную нагрузку – вес штанг в случае их обрыва. Помимо этого они подвергаются изгибу при искривленном стволе скважины и воздействию коррозионной среды.

Тяжелые условия работы труб определяют их материал и технологию производства: их изготавливают методом горячей прокатки из углеродистых или легированных сталей двух типов – гладкие и с высаженными концами. На обоих концах труб имеется резьба для соединения их друг с другом при помощи муфт.

Сортамент

Трубы по способу изготовления подразделяют на два типа: бесшовные и электросварные прямошовные.

В соответствии с заказом трубы должны быть:

- без резьбы – Н;
- гладкие с треугольной резьбой и муфтой – Г;
- с высаженными наружу концами с треугольной резьбой и муфтой – В;
- гладкие и с высаженными наружу концами и муфтами с треугольной резьбой и уплотнительными кольцами из неметаллических материалов – ПГ и ПВ;
- гладкие высокогерметичные с трапецидальной резьбой и муфтой – Т;
- высокогерметичные безмуфтовые с высаженными наружу концами и трапецидальной резьбой – Б.

Условный диаметр трубы, мм	Номинальный наружный диаметр D, мм	Номинальная толщина стенки S, мм	Группа прочности труб и муфт к ним							
			Д _с	Д	К _с	К	Е, Е _с	Л, Л _с	М, М _с	Р, Р _с
27	26,7	3,0	ВН					Н		
		4,0	Н							
33	33,4	3,5	ВГН					Н		
		4,5	Н							
42	42,2	3,5	ВГН					Н		
		5,0	Н							
48	48,3	4,0	ВГН					ВН		
		5,0	Н							
		6,5								
		8,0								
60	60,3	5,0	БВГНТ							
		6,5	Н							
		7,5								
		8,5								
73	73,0	5,5	БВГНТ							
		7,0	Н							
		8,0								
		9,0								
		10,0								
		11,5								
89	88,90	6,0	Н							
		6,5	БВГНТ							
		7,5	Н							
		8,0	БВГНТ							
		9,5	Н							
		11,0								
		12,0								
		13,5								
102	101,6	6,0	Н							
		6,5	БВГНТ							
		8,5	Н							
		10,5								
		13,0								
		15,5								
114	114,3	7,0	БВГНТ							
		8,5	Н							
		10,0								
		11,0								
		13,0								
		14,5								
		16,0								

Примечания:

- Бесшовные трубы и муфты изготовляют групп прочности Д, К, Е, М, и Р;
электросварные трубы – Д_с, К_с, Е_с, М_с, и Р_с.
- Обозначения труб:
Н – без резьбы;
Г – гладкие с треугольной резьбой и муфтой;
В – с высаженными наружу концами с треугольной резьбой и муфтой;
Т – гладкие высокогерметичные с трапецидальной резьбой и муфтой;
Б – высокогерметичные безмуфтовые с высаженными наружу концами и трапецидальной резьбой.

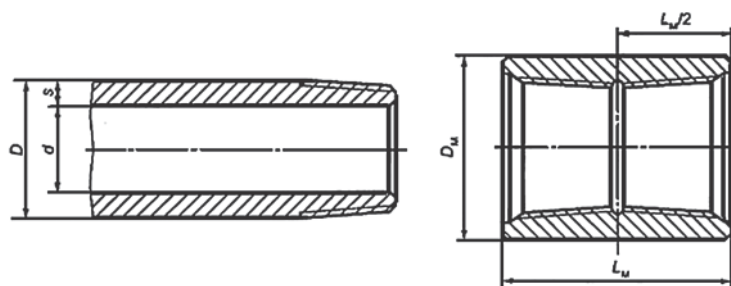


Рис. 96. Гладкая труба с треугольной резьбой и муфта к ней

Таблица 30

Размеры и масса труб и муфт к ним

Условный диаметр трубы	Труба				Муфта		
	номинальный наружный диаметр D	номинальная толщина стенки S	внутренний диаметр d	теоретическая масса 1 м q , кг	наружный диаметр D_M	длина L_M	масса, кг
33	33,4	3,5	26,4	2,6	42,2	84,0	0,4
42	42,2	3,5	35,2	3,3	52,2	90,0	0,6
48	48,3	4,0	40,3	4,4	55,9	96,0	0,5
60	60,3	5,0	50,3	6,8	73,0	110,0	1,3
73	73,0	5,5	62,0	9,2	88,9	132,0	2,4
		7,0	59,0	11,4			
89	88,9	6,5	75,9	13,2	108,0	146,0	3,6
102	101,6	6,5	83,6	15,2	120,6	150,0	4,5
114	114,3	7,0	100,3	18,5	132,1	156,0	5,1

Теоретическую массу 1 м тела трубы q , кг, определяют по формуле:

$$q = 0,0246615 (D - s) s,$$

где D – номинальный наружный диаметр трубы, мм.

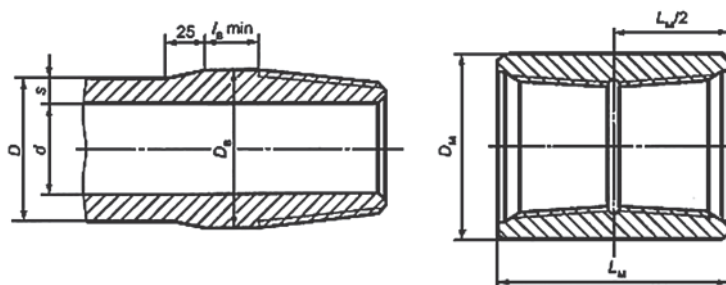


Рис. 97. Труба с высаженными наружу концами с треугольной резьбой и муфта к ней

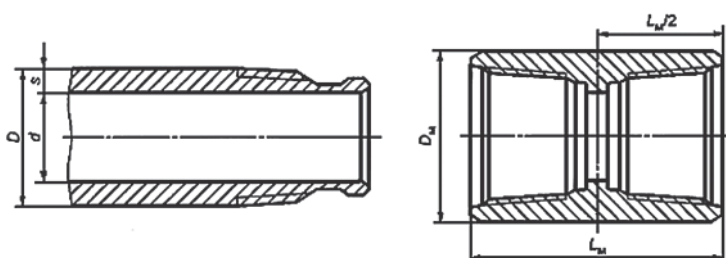


Рис. 98. Гладкая высокогерметичная труба с трапецидальной резьбой и муфта к ней

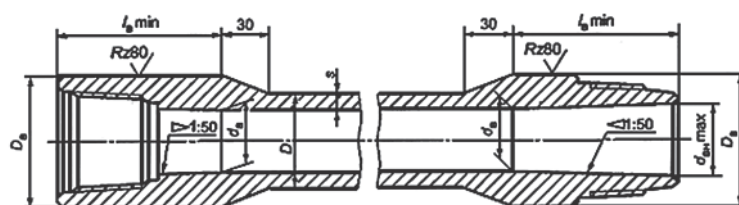


Рис. 99. Высокогерметичная безмуфтовая труба с высаженными наружу концами и трапецидальной резьбой

13.3.4. Насосные штанги

Для передачи возвратно-поступательного движения от привода к плунжеру скважинного насоса используется колонна насосных штанг. Она собирается из отдельных штанг, соединяемых муфтами.

Насосные штанги представляют собой стержень круглого поперечного сечения с высаженными концами, на которых располагается участок квадратного сечения и резьба. Резьба служит для соединения штанг с муфтами, а участок квадратного сечения используется для захвата штанги ключом при свинчивании и развинчивании резьбового соединения. Для предохранения от износа штанг, муфт и насосно-компрессорных труб штанги могут оснащаться центраторами различных типов, а для снятия парафиновых отложений дополнительно подвижными скребками.

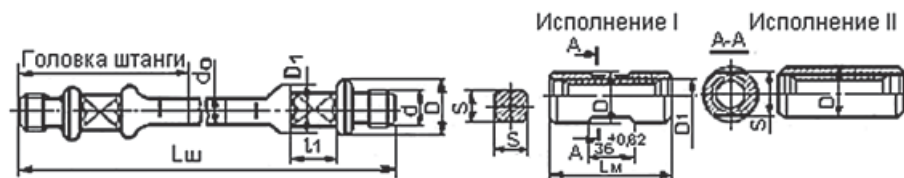


Рис. 100. Штанга и муфта

Основными характеристиками насосных штанг являются: диаметр по телу штанги d_0 и прочностная характеристика штанги – величина приведенного допускаемого напряжения σ .

Выпускаются штанговые муфты: соединительные типа МШ для соединения штанг одного размера и переводные типа МПШ для соединения штанг разного размера.

Муфты каждого типа изготавливаются в исполнении I с «лысками» под ключ и в исполнении II без «лысок».

Для увеличения долговечности штанг, уменьшения воздействия на них коррозионной среды (пластовой жидкости) они подвергаются термической обработке и упрочнению поверхностного слоя металла.

Для регулирования положения плунжера относительно цилиндра скважинного насоса используют короткие штанги.

Особенностью штанг является накатка резьбы. Для сборки ступенчатой колонны из штанг различных диаметров используют переводные муфты МПШГ, позволяющие соединять штанги диаметрами 16 и 19, 19 и 22, 22 и 25 мм.

В зависимости от условий работы применяют штанги, изготовленные из сталей следующих марок:

- для легких условий работы – из стали 40, нормализованные;
- для средних и среднетяжелых условий работы – из стали 20НМ, нормализованные;
- для тяжелых условий работы – из стали марки 40, нормализованные с последующим поверхностным упрочнением тела штанги по всей длине токами высокой частоты (ТВЧ) и из стали 30ХМА, нормализованные с последующим высоким отпуском и упрочнением тела штанги по всей длине ТВЧ;
- для особо тяжелых условий работы – из стали 20НМ, нормализованные с последующим упрочнением штанги ТВЧ.

Колонна штанг – один из наиболее ответственных элементов установки, работающей в наиболее напряженных условиях. Прочность и долговечность штанг, как правило, обуславливает подачу, как всей установки, так и максимальную глубину спуска насоса. Обрыв штанг вызывает простои и необходимость подземного ремонта. Разрушение колонны штанг происходит, как правило, либо при разрыве тела штанги, либо при разрушении резьбовых соединений.

Наиболее часто обрывы штанг происходят вследствие усталости металла, в результате переменных нагрузок, концентраций напряжений, коррозионности среды. Усталостное разрушение штанг обычно начинается с поверхности образованием микротрещины. Поверхность излома имеет характерный вид: она состоит из двух зон – мелкозернистой и крупнозернистой. Усталостное

разрушение штанг ускоряется переменными нагрузками, концентрацией напряжений и воздействием коррозионной среды, поэтому выбор допускаемых напряжений для штанг представляет собой важную задачу.

На долговечность резьбовых соединений большое влияние оказывает плотность контакта торцов муфты, ниппеля и насосной штанги. При свинчивании резьбовых соединений муфта – штанга должен обеспечиваться контакт между торцами при максимальной нагрузке на штанги.

Помимо штанг со сплошным сечением применяют полые штанги для привода скважинного насоса с использованием внутрискважинной депарафинизации, деэмульсации, ингибирования. В этих случаях по внутренней полости штанг подается с поверхности к насосу соответствующий химический реагент. Кроме того, их используют для отбора продукции при одновременно-раздельной эксплуатации пластов, а также при необходимости подъема пластовой жидкости с повышенной скоростью, например для предотвращения образования песчаных пробок. Наиболее распространена конструкция полых штанг с приваренной головкой, имеющей накатанную резьбу для соединения штанг муфтами. В настоящее время разработана конструкция полых штанг с наружным диаметром тела – 42 мм, внутренним – 35 мм. Материалы – сталь 45 или 35. Поверхность штанг обрабатывается ТВЧ и имеет твердость HRC 48–53. Головка приваривается к телу штанги. Одним из важнейших требований к резьбовым соединениям колонны является обеспечение их герметичности. Применение полых штанг требует применения специального устьевого оборудования: гибких шлангов или коленчатых шарнирных соединений, позволяющих отводить пластовую жидкость из перемещающейся колонны к неподвижному трубопроводу нефтепромыслового коллектора.

Штанги насосные стандартные

Штанги насосные класса «D» (по спецификации API) обладают повышенными прочностными и антикоррозионными свойствами и по своему качеству не уступают продукции известных зарубежных фирм.

Таблица 31

Типоразмеры штанг

Стандарт	ТУ 3665-007-002175515-98				
Типоразмер	ШН 5/8"	ШН 3/4"	ШН 7/8"	ШН 1"	ШН 1 1/8"
Диаметр, мм	15,88	19,05	22,23	25,40	28,58
Длина, мм	8 000, 9 140				
Укороченная длина	Любая от 500 мм.				
Подгоночные штоки, мм	менее 500 мм				

Стандарт	API Spec 11B				
Типоразмер	ШН 5/8"	ШН 3/4"	ШН 7/8"	ШН 1"	ШН 1 1/8"
Диаметр, мм	15,88	19,05	22,23	25,40	28,58
Номинальная длина, мм*	25 (7 620), 30 (9 144)				
Длина, мм	7 518, 9 042				
Укороченная длина**	Любая от 500 мм				

Примечания.

* Номинальная длина — размер от торца упорного бурта штанги до торца муфты, навинченной на ниппель.

** Длина — размер между торцами упорных буртов штанги.

Таблица 32

Предел прочности штанг

Класс	Группа стали	Минимальный предел текучести, МПа	Предел прочности
K	Никельмолибденовая	414	620–793
C	Марганцовистая	414	620–793
D	Марганцовистая	586	793–965
D спец	Хромомолибденовая	586	793–965
D спец	Специальный никельсодержащий сплав	630	820–990
D супер	Хромомолибденовая углеродистая	720	930–1 050

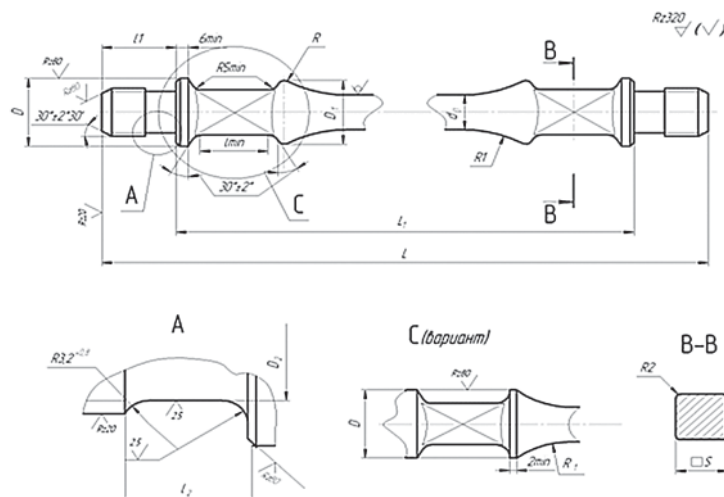


Рис. 101. Штанга насосная

Насосные штанги утяжеленные

Насосные штанги утяжеленные используются для оптимизации нагрузки на привод.

Таблица 33

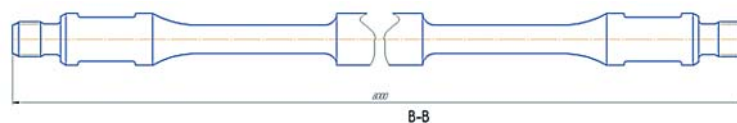
Типоразмеры штанг утяжеленных

Стандарт	API Spec 11B		
Типоразмер	ШН 1 1/2»	ШН 1 5/8»	ШН 1 3/4»
Диаметр, мм	38,1	41,28	44,45
Типоразмер присоединяемой штанги	ШНУ 3/4	ШН 7/8	ШН 7/8
Длина, мм	8 000		
Масса, кг	70	80	94

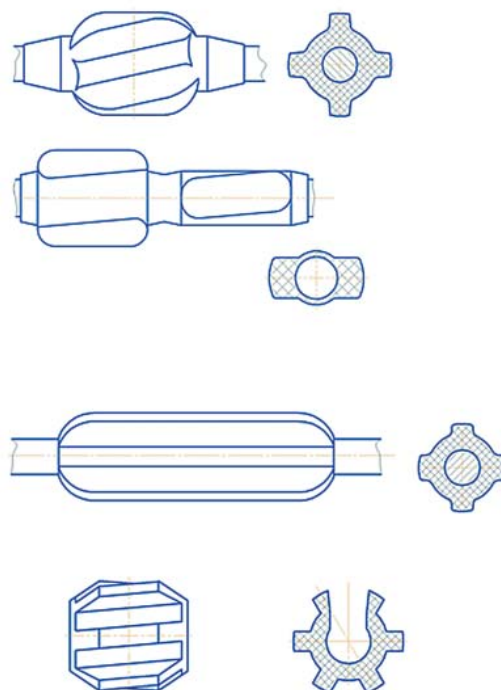
Таблица 34

Предел прочности штанг

Класс	Группа стали	Минимальный предел прочности на растяжение, МПа
1	Углеродистая	448
2	Легированная	620

**Рис. 102. Штанга насосная утяжеленная**

Для уменьшения износа штанговой колонны и труб НКТ на штангах рекомендуется использование центраторов. Центраторы могут быть неподвижными, они устанавливаются непосредственно на тело штанги методом литья под давлением. Центраторы вращающиеся размещаются между упорами на теле штанги и могут вращаться на теле штанги. Кроме защиты от износа центраторы препятствуют образованию отложений внутри труб НКТ и повышают межремонтный срок эксплуатации скважины. Материал центраторов – износостойкий, нейтральный к нефтепродуктам пластик.

**Рис. 103. Центраторы**

Муфты штанг насосных

Таблица 35

Типоразмеры муфт

Стандарт		ТУ 3665-007-002175515-98				
Типоразмер		МШ 5/8	МШН 3/4	МШ 7/8	МШ 1	МШ 1 1/8
Наружный диаметр, мм		34	40	45	53	60
Длина, мм		80	82	90	102	116
Типоразмер присоединяемой штанги		ШН 5/8	ШН 3/4	ШН 7/8	ШН 1	ШН 1 1/8

Стандарт		API Spec 11B				
Типоразмер		МШ 5/8	МШН 3/4	МШ 7/8	МШ 1	МШ 1 1/8
Наружный диаметр, мм	нормальный	38,1	41,3	46	55,6	60,3
	уменьшенный	31,8	38,1	41,3	50,8	—
Длина, мм		101,6	101,6	101,6	101,6	114,3
Типоразмер присоединяемой штанги		ШН 5/8	ШН 3/4	ШН 7/8	ШН 1	ШН 1 1/8

Стандарт		ТУ 3665-007-002175515-98			
Типоразмер		МШ 5/8×3/8	МШ 3/4×7/8	МШ 7/8×1	МШ 1×1 1/8
Наружный диаметр, мм		40	45	53	60
Длина, мм		102	102	114	130
Типоразмер присоединяемой штанги		ШН 5/8	ШН 7/8	ШН 1	ШН 1 1/8

Стандарт		API Spec 11B			
Типоразмер		МШ 5/8×3/4	МШ 3/4×7/8	МШ 7/8×1	МШ 1 1/8
Наружный диаметр, мм	нормальный	41,3	46,0	55,6	60,3
	уменьшенный	38,1	41,3	50,8	—
Длина, мм		101,6	101,6	114,3	127,0
Типоразмер присоединяемой штанги		ШН 5/8; ШН 3/4	ШН 7/8; ШН 3/4	ШН 7/8; ШН 1	ШН 1; ШН 1 1/8

Таблица 36

Предел прочности муфт

Стандарт	Класс	Группа стали	Минимальный предел прочности на растяжение, МПа	Твердость муфт класса Т	Твердость наружной поверхности муфт класса S	Покрытие
ТУ 3665-007-002175515	Т, S	углеродистая	655	56–62 HRA	Углеродистых > 51HRC	—
		легированная			Легированных > 43HRC	
API Spec 11B	Т	углеродистая	655	56–62 HRA	—	Фосфотирование
		легированная	655			

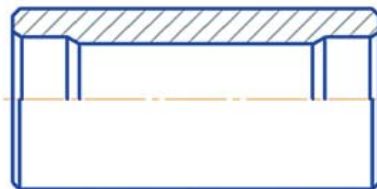


Рис. 104. Муфта

Шток полированный

Шток изготавливается из углеродистых сталей марок 35...50 по ГОСТ 1050-88, марганцовистых сталей 35Г...50Г по ГОСТ 4543-71 с пределом прочности на растяжение 620...830 Н/мм², легированных сталей марок 30ХМ...38ХМ, 38Х2МЮА, 20ХНМ, 20ХН2М, 15Н2М, 15НМ, 20Н2М, 20НМ, по ГОСТ 4543-71 с пределом прочности на растяжение 655...965 Н/мм² или нержавеющей стали с минимальным пределом прочности 793 Н/мм².

Таблица 37

Типоразмеры штоков

Стандарт	API Spec 11B		
Типоразмер	ШП 1 1/8	ШП 1 1/4	ШП 1 1/2
Диаметр, мм	28,58	31,8	38,1
Длина, мм	Любая до 900 мм, по требованию заказчика		
Шероховатость рабочей поверхности	Ra 0,2–0,8		
Типоразмер присоединяемой штанги	ШН 3/4	ШН 7/8	ШН 1

Таблица 38

Предел прочности штоков

Группа стали	Предел прочности на растяжение
Углеродистая	617–823
Легированная	657–1 098

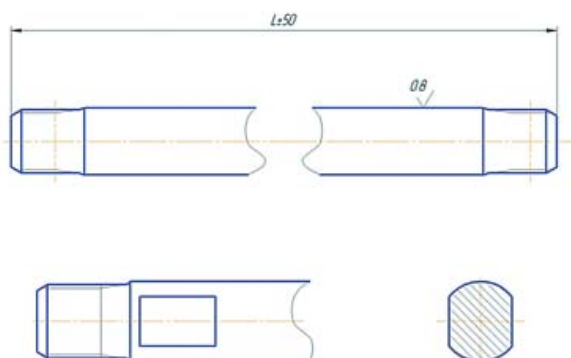


Рис. 105. Шток

13.3.5. Станки-качалки.

Основные типы балансирных станков-качалок

Стандартом 1966г. было предусмотрено 20 типоразмеров станков-качалок (СК) грузоподъемностью от 1,5 до 20 т. Типовая конструкция СК представлена ниже.

При создании размерного ряда учитывалась унификация узлов и элементов с той целью, чтобы свести к минимуму разнообразие быстроизнашивающихся узлов и тем самым упростить изготовление, ремонт, обслуживание и снабжение оборудования запасными элементами. Для этого из 20 типов станков-качалок 9 – были выполнены как базовые, а остальные 11 – в виде их модификаций. Модификации заключались:

- в изменении соотношений длин переднего и заднего плеч балансира путем замены головки балансира или всего балансира, что приводило к изменению грузоподъемности и длины хода станка-качалки;
- в применении редуктора с другим крутящим моментом;
- в одновременной замене балансира и редуктора.

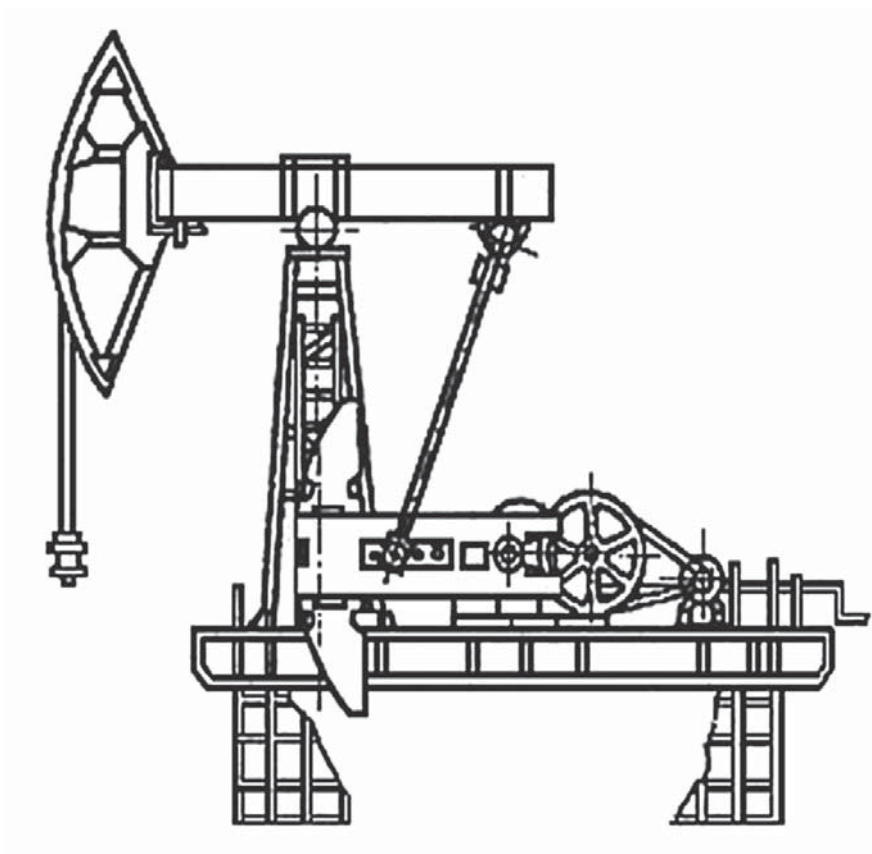


Рис. 106. Схема станка-качалки типа СКД с редуктором на раме и кривошипным уравновешиванием

Станки-качалки по ГОСТ 5866-76

Из намечавшихся к выпуску типоразмеров производством было освоено 7 моделей. Конструкции станков-качалок по данному стандарту принципиально не отличаются от предыдущих типов. Станки-качалки СК8-3,5-4000 и СК8-3,5-5600 различаются типоразмером редуктора и мощностью электродвигателя.

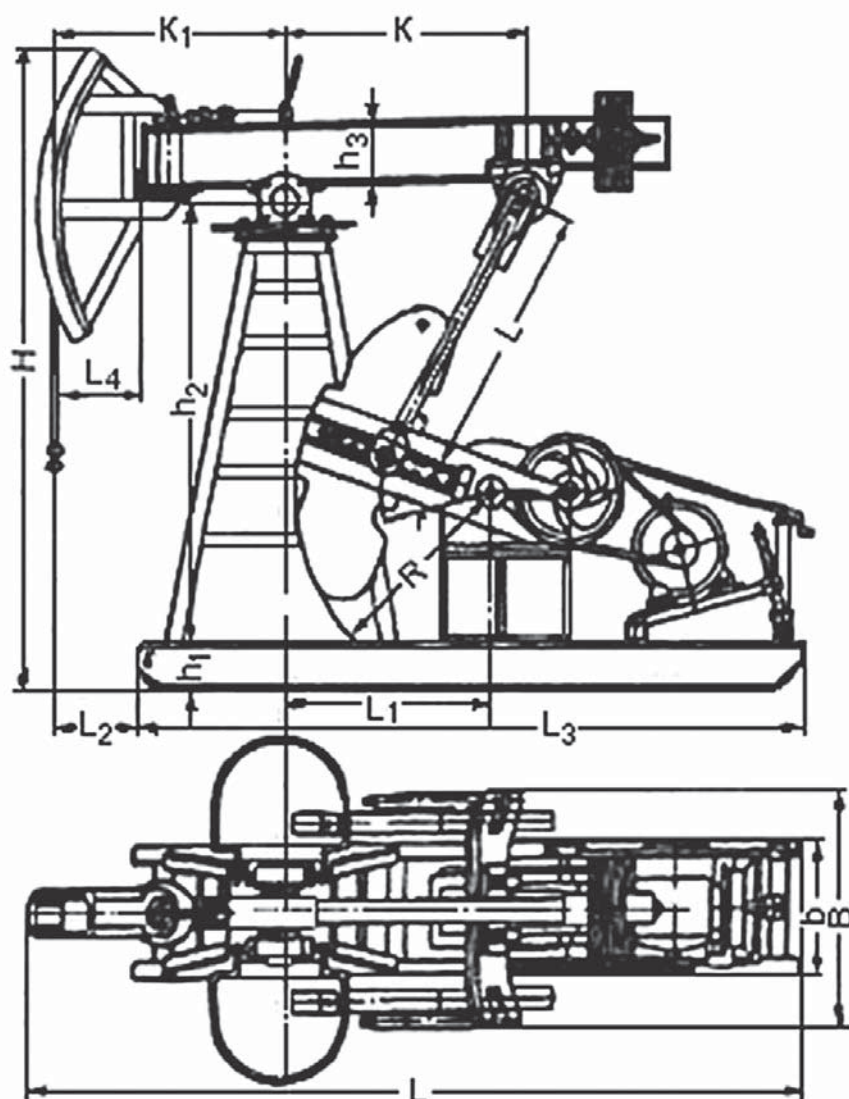


Рис. 107. Схема станка-качалки по ГОСТ 5866-66

Станки-качалки по ОСТ 26-16-08-87

Указанным отраслевым стандартом был предусмотрен выпуск станков-качалок дезаксиального типа 6 размеров.

Стандартом предусмотрено два вида исполнения – с установкой редуктора на раме или на тумбе. Таким образом, образуется 12 моделей приводов.

Принципиальное отличие дезаксиальных станков-качалок от ранее применявшихся у нас исключительно аксиальных в том, что дезаксиальные станки-качалки обеспечивают разное время хода штанг вверх и вниз, тогда как аксиальные – одинаковое. Поскольку разница в кинематике конструктивно обеспечивается элементарными средствами, т.е. тем или иным расположением редуктора относительно балансира, и не требует специальных изменений конструкции, то станки-качалки по рассматриваемому отраслевому стандарту не отличаются от аналогичных по Госстандарту.

Условное обозначение СКДТЗ-1,5-710:

СК – станок-качалка;

Д – дезаксиальный;

Т – редуктор установлен на тумбе;

З – номинальная нагрузка на устьевого штока 3 т;

1,5 – максимальная длина хода устьевого штока 1,5 м;

710 – номинальный крутящий момент на ведомом валу редуктора, кг · м.

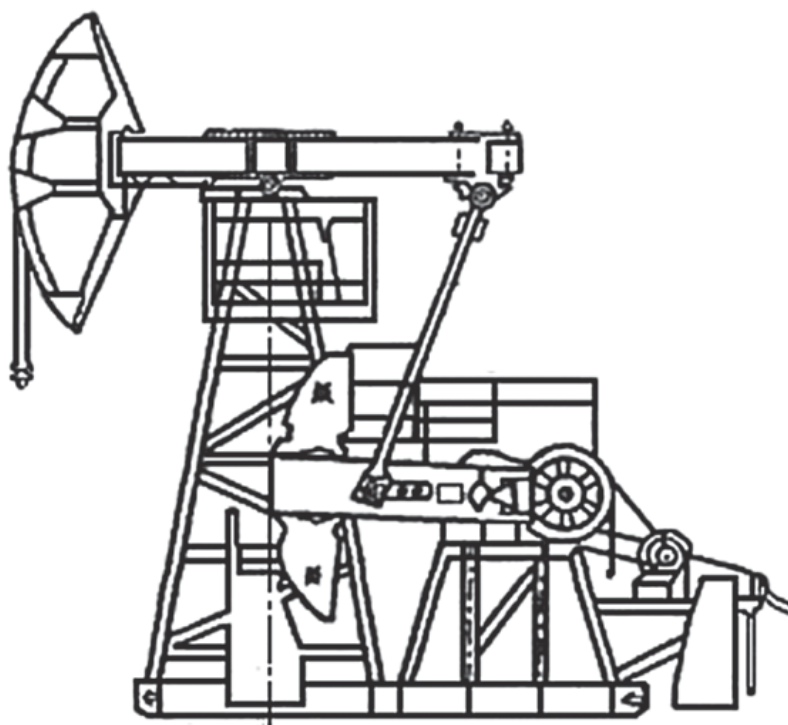


Рис. 108. Схема станка-качалки типа СКДТ с редуктором на тумбе, с кривошипным уравновешиванием

С ростом числа малодебитных скважин (с дебитом менее 5 м³/сут.) была разработана конструкция тихоходного станка-качалки с увеличенным передаточным числом за счет введения в трансмиссию дополнительной ременной передачи, что позволяло снижать частоту качаний балансира до 0,8–1,7 в минуту.

Для этого между электродвигателем и редуктором монтируется промежуточный вал с соответственно малым и большим по диаметру шкивами, установленными консольно.

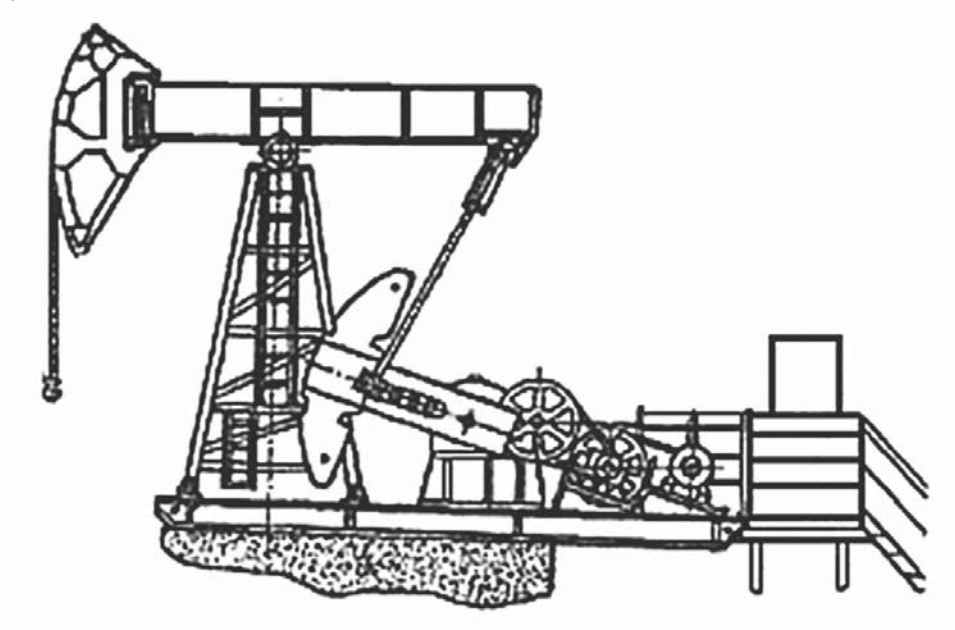


Рис. 109. Схема тихоходного станка-качалки с дополнительной ременной передачей

Длина хода полированного штока определяется порядковым номером отверстия на кривошипе и зависит от типа станка-качалки.

Таблица 39

Тип станка-качалки	Порядковый номер отверстия на кривошипе (от вала)				
	1	2	3	4	5
СК-8	1,8	2,1	2,5	3,0	3,5
СКД-8	1,2	1,6	2,0	2,5	3,0
ПФ-8	1,8	2,1	2,5	3,0	3,5
ПШГН-8	1,2	1,6	2,0	2,5	3,0
СКС-8	1,4	1,8	2,1	2,5	3,0
UP-9T (Румыния)	0,9	1,2	1,5	2,0	2,5
Lufkin (США)	1,7	2,16	2,59	3,05	–

Редукторы станков-качалок

Редуктор предназначен для уменьшения частоты вращения, передаваемой от электродвигателя кривошипам станка-качалки. Применяется в станках-качалках и других механических приводах штанговых скважинных насосов.

Редуктор типа Ц2НШ – двухступенчатый, с цилиндрической шевронной зубчатой передачей зацепления Новикова. Быстроходная ступень – раздвоенный шеврон, тихоходная ступень – шевронная с канавкой.

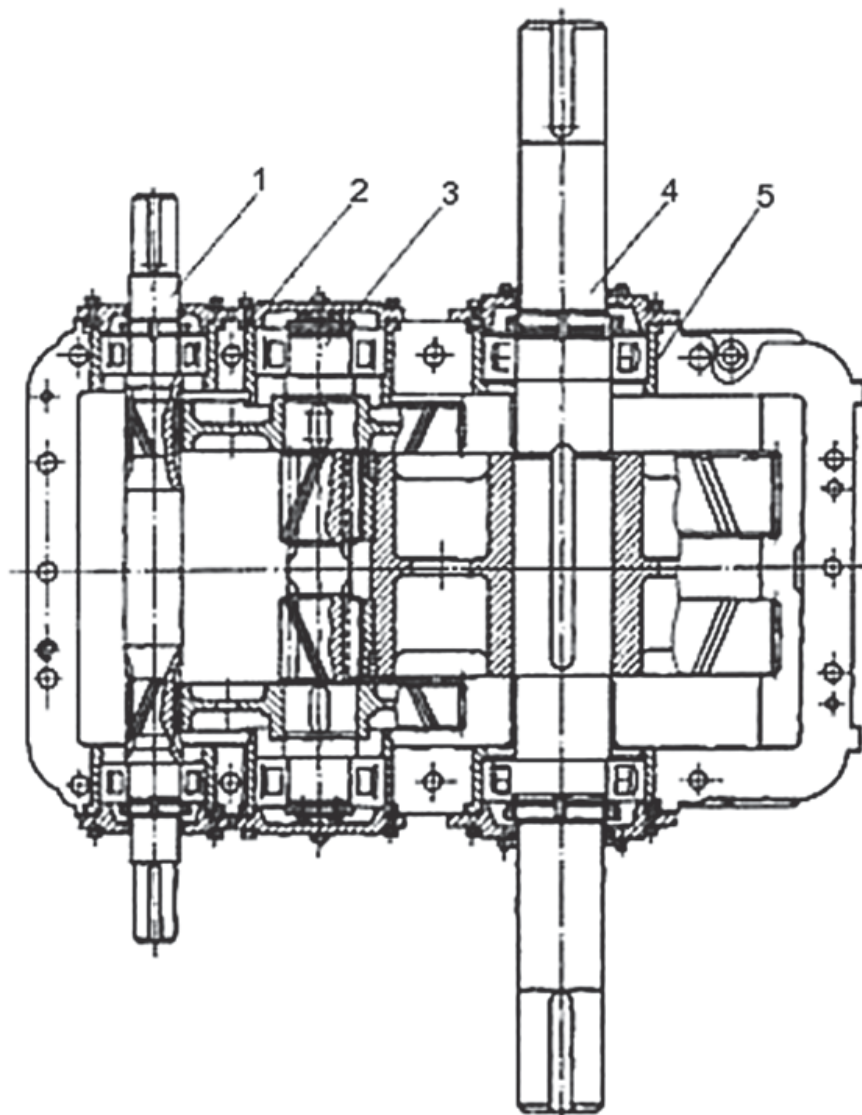


Рис. 110. Редуктор типа Ц2НШ:

1 – ведущий вал; 2 – крышка подшипника; 3 – промежуточный вал; 4 – ведомый вал;
5 – стакан подшипника

Ведущий и промежуточные валы установлены на роликоподшипниках радиальных с короткими цилиндрическими роликами, однорядными; ведомый вал – на роликоподшипниках сферических двухрядных. На концах ведущего вала насажены ведомый шкив клиноременной передачи и шкив тормоза. На оба конца ведомого вала насажены кривошипы.

Корпус редуктора с разъемом по осям валов образует масляную ванну.

Смазка зацепления – картерная, окунанием. Смазка опор промежуточного и ведомого валов – принудительно картерная, быстроходного – картерная.

Корпус снабжен двумя контрольными пробками – для контроля уровня масла в редукторе и дыхательным клапаном.

Основные элементы станка-качалки

Основными элементами СК является рама, стойка с балансиром, два кривошипа с двумя шатунами, редуктор, клиноременная передача, электродвигатель и блок управления, который подключается к промышленной линии силовой электропередачи.

Рама выполнена из профилированного проката в виде двух ползьев, соединенных между собой поперечинами. На раме крепятся все основные узлы СК.

Стойка выполнена из профилированного проката четырехножкой конструкции с поперечными связями.

Балансир состоит из дуговой головки и тела балансира однобалочной конструкции.

Опора балансира создает шарнирное соединение балансира с траверсой и шатунами.

Траверса предназначена для соединения балансира с двумя параллельно работающими шатунами.

Шатун представляет стальную трубную заготовку, которая с одного конца прижимается к пальцу, а с другого – шарнирно к траверсе.

Кривошип преобразует вращательное движение ведомого вала редуктора в вертикальное возвратно-поступательное движение колонны штанг.

Редуктор предназначен для уменьшения частоты вращения, передаваемой от электродвигателя кривошипам станка-качалки. Редуктор – двухступенчатый, с цилиндрической шевронной зубчатой передачей.

Тормоз выполнен в виде двух колодок, крепящихся к редуктору.

Подвеска устьевого штока предназначена для соединения устьевого штока с СК. Состоит из канатной подвески и траверс, верхних и нижних.

Клиноременная передача соединяет электродвигатель и редуктор и состоит из клиновидных ремней, шкива редуктора и набора быстросменных шкивов.

Электродвигатель – асинхронный, трехфазный с повышенным пусковым моментом, короткозамкнутый, в закрытом исполнении.

Поворотная салазка под электродвигатель служит для быстрой смены и натяжения клиновидных ремней.

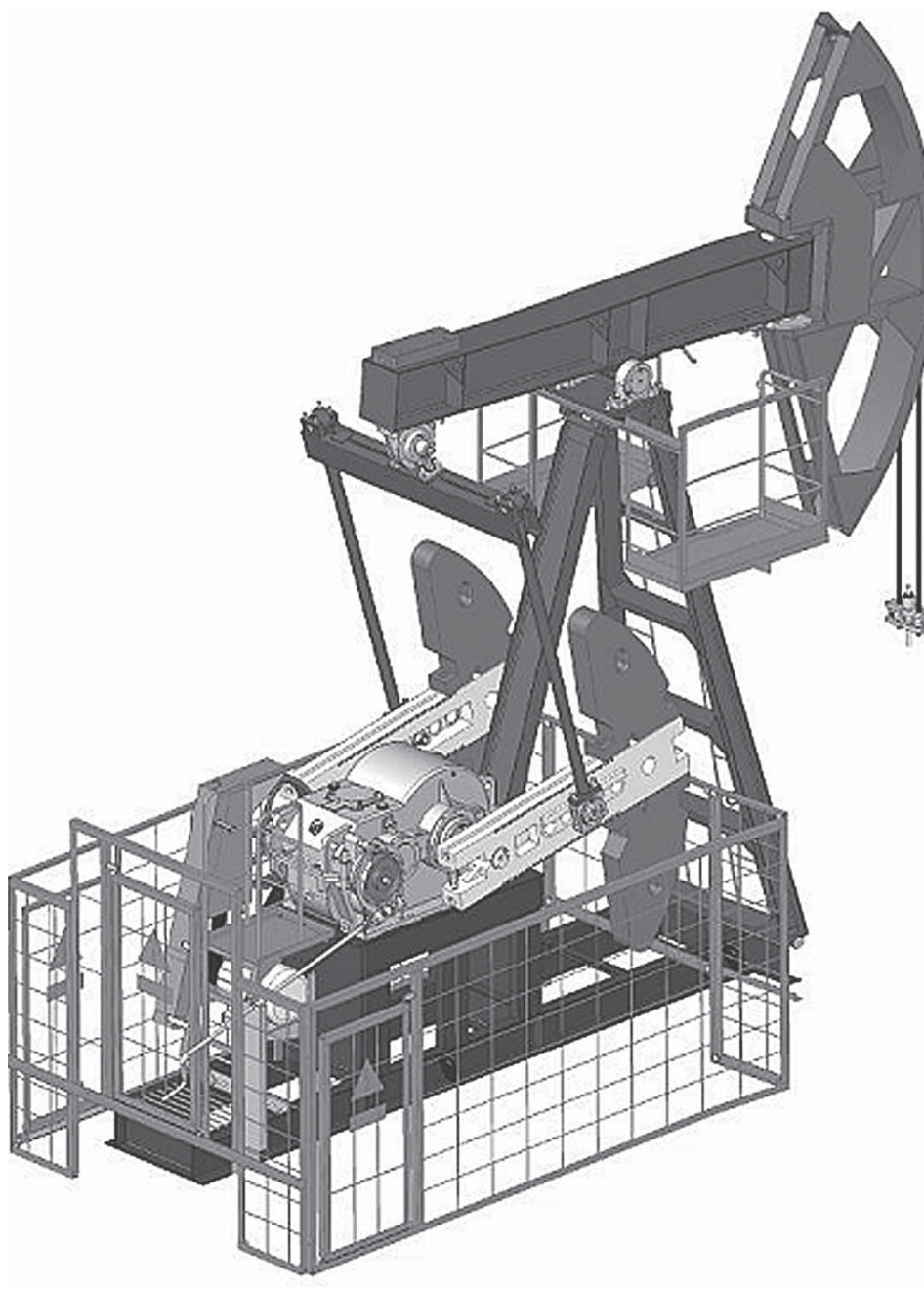


Рис. 111. Общий вид станка-качалки

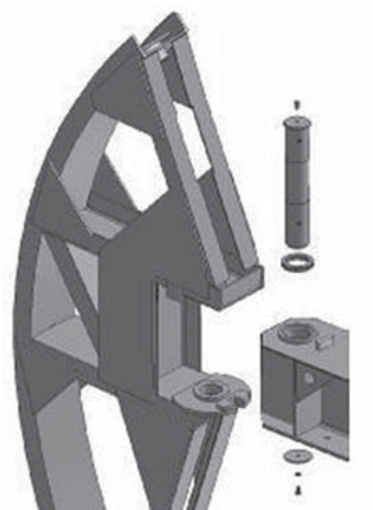


Рис. 112. Головка балансира

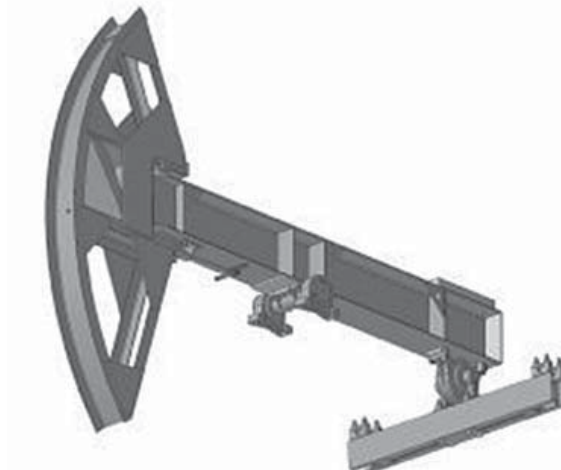


Рис. 113. Тело балансира в сборе с головкой балансира и траверсой

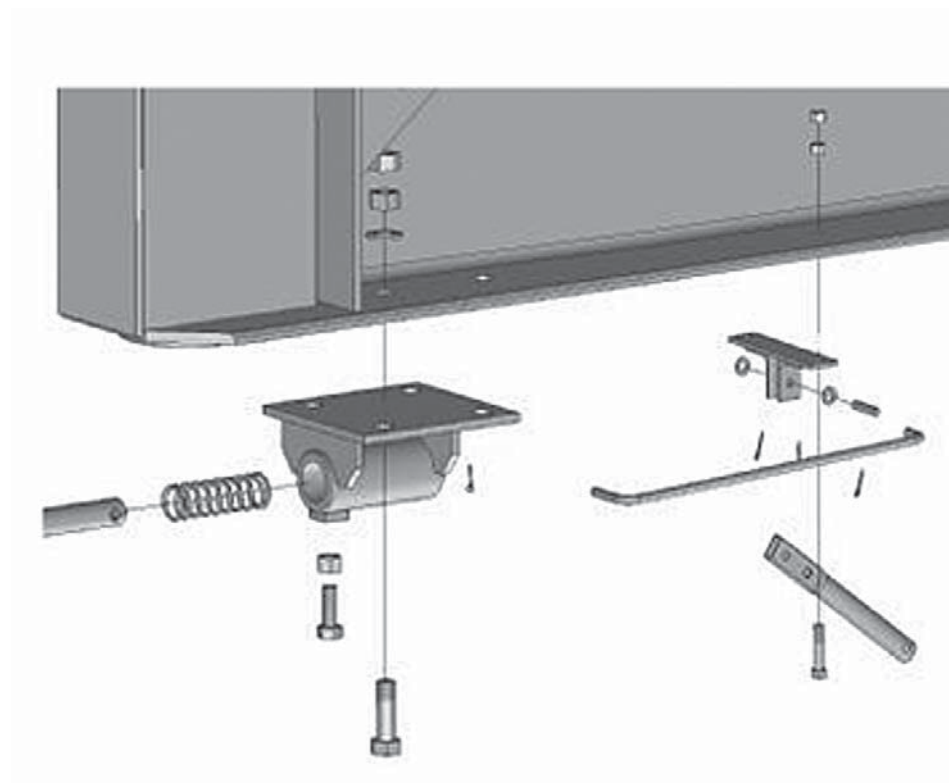


Рис. 114. Фиксатор головки балансира

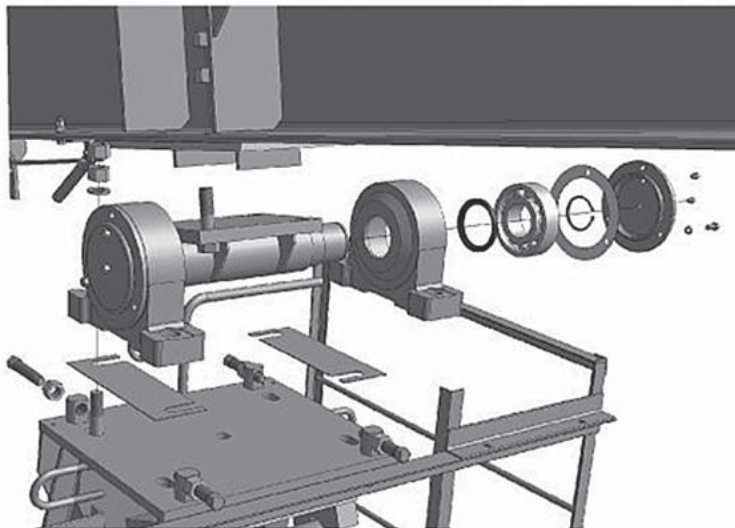


Рис. 115. Опора с опорным подшипником

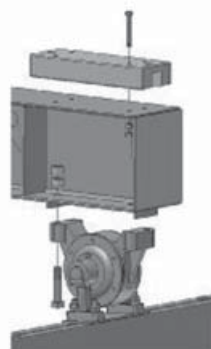


Рис. 116. Подвесной подшипник

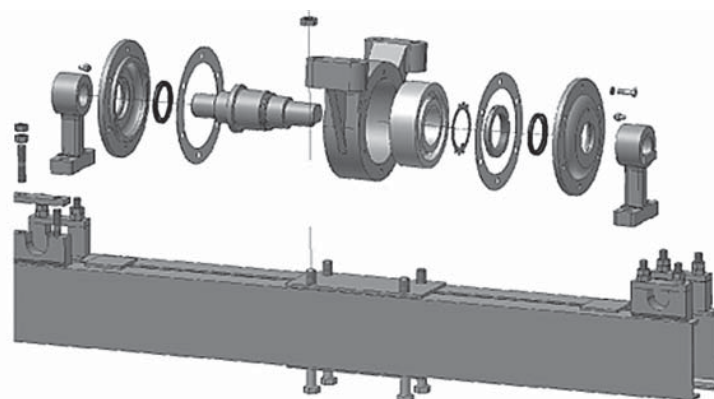


Рис. 117. Траверса с подвесным подшипником

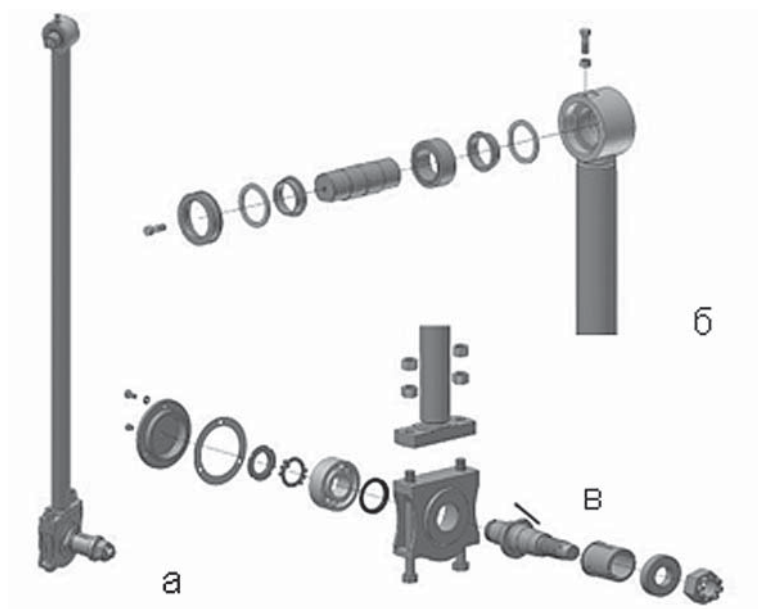


Рис. 118. Шатун:

а – общий вид, б – верхняя головка шатуна;
в – нижняя головка шатуна с пальцем кривошипа

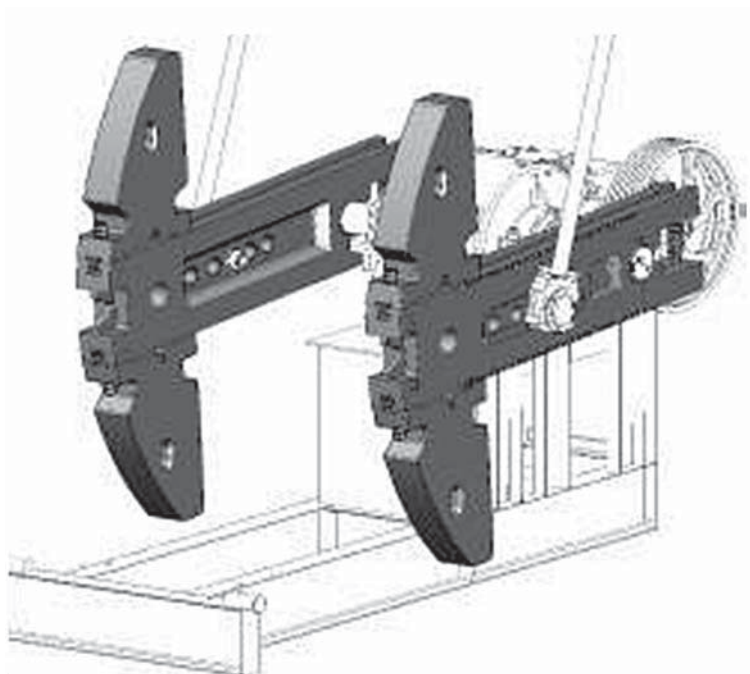


Рис. 119. Кривошипы в сборе с противовесами

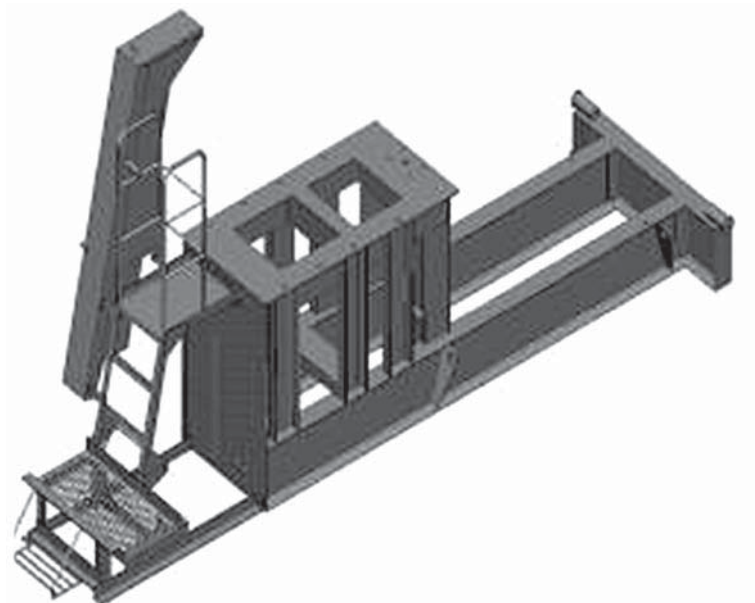


Рис. 120. Рама, площадка нижняя, основная площадка

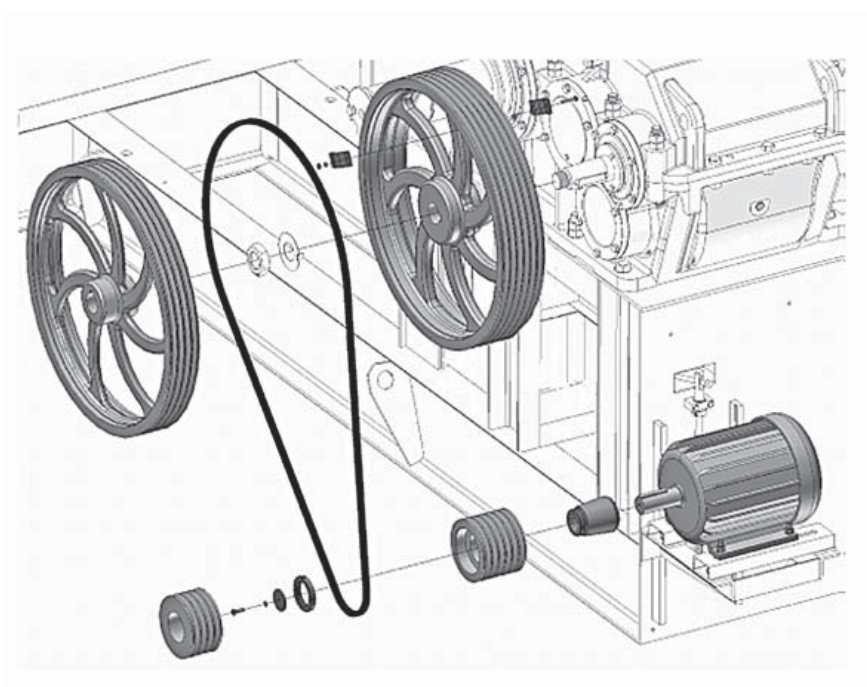


Рис. 121. Клиноременная передача

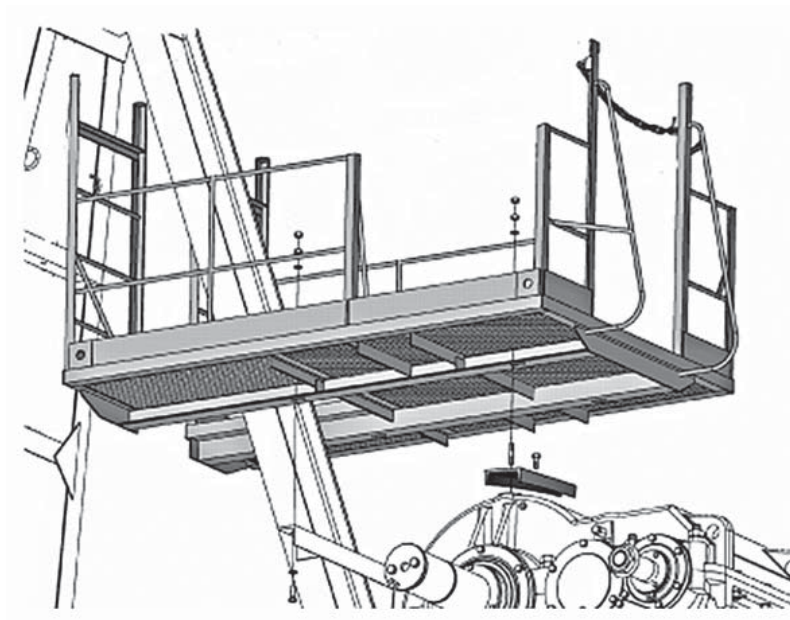


Рис. 122. Площадка редукторная

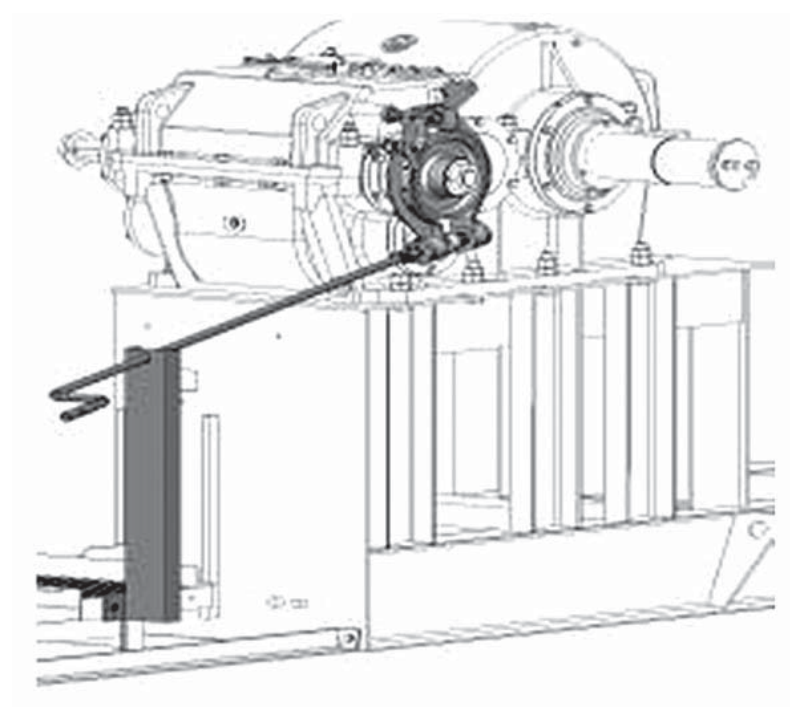


Рис. 123. Тормоз колодочный

Таблица 40

Типы применяемых станков-качалок и их характеристики

Станок-качалка	Расшифровка	Назначение	Характерные неисправности
7СК8-3.5-4000	нагрузка на устьевом штоке до 8 т, ход штока 3,5 м, число качаний балансира 5–12 в мин, редуктор Ц2НШ-750Б, крутящий момент 40 кН·м	привод штанговых глубинных насосов (г.Баку)	вибрация станка; проворачивание пальца в кривошипе; ослабление соединения шатуна с траверсой; проскальзывание устьевого штока или каната в зажимах подвески; шум в подшипниках; провисание или обрывы ремней; неисправности редуктора
СКД8-3-4000	нагрузка на устьевом штоке до 8 т, ход штока 3 м, число качаний балансира 5–12 в мин, редуктор Ц2НШ-750Б, крутящий момент 40 кН·м	привод штанговых глубинных насосов (г.Баку, г.Пермь)	вибрация станка; проворачивание пальца в кривошипе; ослабление соединения шатуна с траверсой; проскальзывание устьевого штока или каната в зажимах подвески; шум в подшипниках; провисание или обрывы ремней; неисправности редуктора
СКС8-3-4000	нагрузка на устьевом штоке до 8 т, ход штока 3 м, число качаний балансира 5–12 в мин, редуктор Ц2НШ-750Б, крутящий момент 40 кН·м	привод штанговых глубинных насосов (г.Тюмень)	вибрация станка; проворачивание пальца в кривошипе; ослабление соединения шатуна с траверсой; проскальзывание устьевого штока или каната в зажимах подвески; шум в подшипниках; провисание или обрывы ремней; неисправности редуктора
ПНШ80-3-40	нагрузка на устьевом штоке до 8 т, ход штока 3 м, число качаний балансира 4,3–6 в мин, редуктор РП-450, крутящий момент 40 кН·м	привод штанговых глубинных насосов (г.Ижевск)	вибрация станка; проворачивание пальца в кривошипе; ослабление соединения шатуна с траверсой; проскальзывание устьевого штока или каната в зажимах подвески; шум в подшипниках; провисание или обрывы ремней; неисправности редуктора
ПШГН 8-3-5500	нагрузка на устьевом штоке до 8 т, ход штока 3 м, число качаний балансира 2–8,5 в мин, редуктор ПШГН-10, крутящий момент 55 кН·м	привод штанговых глубинных насосов (Екатеринбург)	вибрация станка; проворачивание пальца в кривошипе; ослабление соединения шатуна с траверсой; проскальзывание устьевого штока или каната в зажимах подвески; шум в подшипниках; провисание или обрывы ремней; неисправности редуктора
ПФ 8-3-4000	с фигурным балансиром нагрузка на устьевом штоке до 8 т, ход штока 3 м, число качаний 5,2 в мин, редуктор Ц2НШ-750Б, крутящий момент 40 кН·м	привод штанговых глубинных насосов (г.Тюмень)	выход струн балансира за борта фигурного балансира
VULCAN UP-9T-2,5-3500	нагрузка на устьевом штоке до 9 т, ход штока 2,5 м, число качаний балансира 6–12 в мин, редуктор Р-35, крутящий момент 35 кН·м	привод штанговых глубинных насосов (Румыния)	вибрация станка; проворачивание пальца в кривошипе; ослабление соединения шатуна с траверсой; проскальзывание устьевого штока или каната в зажимах подвески; шум в подшипниках; провисание или обрывы ремней; неисправности редуктора
VULCAN UP-12T-2,5-3500	нагрузка на устьевом штоке до 12 т, ход штока 1,5–3,0 м, число качаний балансира 6–12 в мин	привод штанговых глубинных насосов (Румыния)	вибрация станка, ослабление соединения шатуна с траверсой, проскальзывание устьевого штока или каната в зажимах подвески, шум в подшипниках, обрыв или провисание ремней, неисправности редуктора

Станок-качалка	Расшифровка	Назначение	Характерные неисправности
LUFKIN C-320D-173-120	нагрузка на устьевом штоке до 11 т, ход штока 1,7–3,0 м, число качаний балансира 6,5 или 8,9	глубинных насосов (США)	вибрация станка; ослабление соединения шатуна с траверсой; проскальзывание устьевого штока или каната в зажимах подвески; шум в подшипниках; не исправности редуктора
LUFKIN C-456-D-213-120	нагрузка на устьевом штоке до 12 т, ход штока 3 м, число качаний балансира 6,5 или 8,9	привод штанговых глубинных насосов (США)	вибрация станка, ослабление соединения шатуна с траверсой, проскальзывание устьевого штока или каната в зажимах подвески, шум в подшипниках, обрыв или провисание ремней, неисправности редуктора

13.3.6. Регламент организации производства работ по эксплуатации и ремонту станков-качалок в нефтегазодобывающих управлениях

Общие положения

Настоящий регламент устанавливает единый порядок взаимоотношений и обязанностей ЦДНГ, ПРЦЭО, УЭСХ, и отделов аппарата управления нефтегазодобывающих управлений по монтажу, эксплуатации и ремонту станков-качалок с целью оптимизации затрат, связанных с эксплуатацией оборудования.

1. Демонтаж, монтаж, наладка, ввод в эксплуатацию станков-качалок

Производственно-технический отдел

Составляет мероприятия по монтажу станков-качалок на следующий месяц с указанием типа станка-качалки, куста и номера скважины (откуда демонтируется и куда монтируется).

Техническое состояние указанных в мероприятиях станков-качалок и возможность их применения для повторного использования согласовывает с главным механиком НГДУ.

Предоставляет совместно с ЦДНГ 15-го числа каждого месяца задание на проектирование обустройства кустовой площадки в ПСБ на следующий месяц, согласно мероприятиям по монтажу станков-качалок на следующий месяц.

Производственный отдел обустройства нефтяных месторождений

Согласно мероприятиям организует монтаж станка-качалки силами подрядной организации с соблюдением требований проекта:

- станки-качалки монтируются на фундаменте, построенном по утвержденному проекту; проект фундамента разрабатывается для каждого типа станка-качалки с учетом характеристики грунта;
- станция управления должна монтироваться на фундаменте, не связанном жестко с фундаментом станка-качалки;

- проект фундамента должен обеспечить высоту площадки над уровнем фонтанной арматуры для вписывания габаритов и амплитуды канатной подвески;

- проект на фундамент разрабатывается и реализуется с учетом обеспечения горизонтального положения плоскости фундамента и станка-качалки в течение всего срока эксплуатации; допускаемое отклонение от горизонтальности не более:

- в поперечном направлении – 2 мм/м, в продольном направлении – 4 мм/м;

- допустимое отклонение вертикальной плоскости симметрии фундамента и рамы станка-качалки от центра скважины не более 10 мм;

- крепление рамы станка-качалки к фундаменту производится шпильками, которые должны быть пропущены через обе полки продольных балок рамы (за исключением станков-качалок типа ПШГН 8-3-5500);

- крепление стойки станка-качалки к раме осуществляется болтами с установкой косой шайбы под головку болта, гайки и контргайки, при этом болт должен выступать из гайки не менее чем на одну нитку резьбы;

- в подвеске устьевого штока канат должен выходить за нижнюю траверсу не более чем на 30 мм, при этом концы должны быть аккуратно обрублены и заделаны;

- при крайнем нижнем положении головки балансира расстояние между нижней траверсой подвески устьевого штока и устьевым сальником должно быть не менее 200 мм;

- после установки шатунов произвести затяжку пальцев кривошипа и стопорение гайки шплинтом или отгибанием стопорной шайбы по всей плоскости одной из граней гайки;

- лестницы, площадки обслуживания и ограждения должны быть смонтированы согласно инструкции по монтажу завода-изготовителя и соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003 и Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ в НиГП), вход на площадку обслуживания должен располагаться со стороны тормоза, пускозащитная аппаратура (станция управления) располагается вблизи рукоятки тормоза.

По окончании монтажа проверяет наличие исполнительной документации, ее соответствие требованиям правил. Передает по акту техническую и исполнительную документацию владельцу объекта.

Оформляет и подписывает акт готовности оборудования к пусконаладочным работам.

При отсутствии замечаний к качеству монтажных и пусконаладочных работ после 48 часов с момента пуска, оформляет и подписывает акт ввода станка-качалки в эксплуатацию. Акт составляется комиссией в составе: начальника ЦДНГ – председатель, представитель отдела промышленной безопасности – член комиссии, куратор ПООНМ по направлению – член комиссии, механик ЦДНГ – член комиссии, представитель ПРЦЭО – член комиссии, представитель УЭСХ – член комиссии.

Приемка станка-качалки из монтажа в пусконаладочные работы

Приемка станка-качалки из монтажа в пусконаладочные работы производится комиссией в составе: ЦДНГ, ПРЦЭО, ПООНМ, ОПБ, УЭСХ с составлением акта, при нижнем положении балансира и смонтированной подвеской устьевого штока. При этом проверяется:

- соответствие монтажа станка-качалки требованиям инструкции по монтажу завода-изготовителя, требованиям ПБ в НиГП и проекта;
- соответствие фундаментного основания проекту;
- надежность заземления и правильность подключения электрооборудования;
- комплектность, взаимное расположение основных узлов;
- параллельность кривошипов, «ножницы» не допустимы;
- привязка к устью скважины;
- комплектность и качество затяжки всех крепежных деталей;
- качество шпоночных соединений шкивов и кривошипов;
- эффективность тормозной системы;
- натяжение и количество ремней;
- установку и затяжку пальцев кривошипов;
- наличие приспособлений (контргайки, шайбы пружинные (гровер), шплинты и др.) от самопроизвольного отвинчивания на резьбовых соединениях пальцев кривошипа, стойки к раме, стойки к опоре верхних площадок обслуживания, опоры верхних площадок обслуживания к площадкам;
- наличие инвентарного номера на раме станка-качалки;
- наличие предупреждающих знаков;
- наличие ограждений КШМ и клиноременной передачи;
- наличие лестниц, площадок обслуживания, перил;
- наличие перил на площадке станции управления и ступенчатом марше;
- комплектность станции управления (штатный амперметр, защита от перегрузки).

Прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования

Согласно утвержденным мероприятиям осуществляет демонтаж и вывоз на площадку монтажа станка-качалки.

Вносит информацию о демонтаже станка-качалки в программу «АРМ механика».

Передает его по акту подрядной организации. В акте указывается комплектность станка-качалки (наличие защитных кожухов, ограждений, площадок обслуживания станка-качалки и др.).

Принимает участие в приемке и подписывает акт готовности станка-качалки к пусконаладочным работам.

При пуско-наладочных работах проводит следующие работы:

- проверяет соответствие монтажа станка-качалки требованиям инструкции по монтажу завода-изготовителя;
- проверяет комплектность и качество затяжки всех крепежных деталей;
- проверяет наличие приспособлений (контргайки, шайбы пружинные (гровер), шплинты и др.) от самопроизвольного отвинчивания на резьбовых

соединениях пальцев кривошипа, стойки к раме, стойки к опоре верхних площадок обслуживания, опоры верхних площадок обслуживания к площадкам;

- установку требуемой ЦДНГ длины хода и числа качаний, заполнение редуктора маслом, техническое обслуживание в объеме летнего ППР, в случае монтажа станка-качалки в зимнее время вскрытие крышек опорного подшипника балансира, подшипников пальца кривошипа с пропаркой, а также пропарка головки балансира и фиксатора исключается;

- пуск в работу станка-качалки производится с пульта станции управления, которая должна обеспечивать нормальный пуск электродвигателя, защиту от перегрузки и отключение электродвигателя при авариях; станция управления должна допускать работу как в автоматическом, так и ручном режиме, должна обеспечивать визуальный контроль за уравниваемостью станка-качалки при помощи штатного амперметра; присутствие электромонтера сетевого района при этом обязательно;

- определение нагрузки на устьевой шток путем динамометрирования при выводе станка-качалки на режим является обязательным;

- трение каната устьевой подвески о боковые полки дуги головки балансира во время работы не допускается.

- по истечении 2-х суток работы станка-качалки проверить затяжку дифференциальной стяжки кривошипа, а так же крепежных болтов опор балансира и траверсы, противовесов, шатунов редуктора, рамы, стойки, площадок обслуживания и других крепежных соединений, проверить уравниваемость станка-качалки.

Совместно с ЦДНГ, УЭСХ осуществляет непрерывное наблюдение за работой станка-качалки в течение первых двух часов работы.

При этом контролируются следующие параметры:

- состояние шпоночных соединений шкивов и кривошипов;
- состояние затяжки дифференциальной затяжки кривошипов;
- параллельность кривошипов, «ножницы» не допускаются;
- работу редуктора, подшипниковых узлов;
- крепление пальцев кривошипов;
- состояние устьевой подвески;
- уравниваемость;
- наличие вибрации и необычных шумов, несвойственных работающим станкам-качалкам;

станкам-качалкам;

- в подвеске устьевого штока канат должен выходить за нижнюю траверсу не более чем на 30 мм, при этом концы должны быть аккуратно обрублены и заделаны;

- стопорение гайки пальца кривошипа шплинтом или отгибанием стопорной шайбы по всей плоскости одной из граней гайки.

При отсутствии замечаний к качеству монтажных и пусконаладочных работ после 48 часов с момента пуска, подписывает акт ввода станка-качалки в эксплуатацию.

Вносит информацию о монтаже и проведенном техническом обслуживании станка-качалки в программу «АРМ механика».

Цех добычи нефти и газа

Предоставляет в ПРЦЭО подписанный начальником цеха перечень станков-качалок, подлежащих демонтажу.

Предоставляет совместно с ПТО 15-го числа каждого месяца задание на проектирование в ПСБ на следующий месяц согласно мероприятиям по монтажу станков-качалок на следующий месяц.

Осуществляет подготовку станка-качалки к демонтажу:

- обеспечивает полную комплектность станка-качалки (наличие защитных кожухов, ограждений, площадок обслуживания станка-качалки и др.);
- рама и все металлоконструкции станка-качалки должны быть очищены и пропарены от замазученности и песка;
- обеспечивает наличие на раме станка-качалки инвентарного номера;
- обеспечивает подготовку дороги и площадки для работы спецтехники;
- своевременно оформляет наряд-допуск на проведение огневых работ;
- при необходимости оформляет наряд допуск на производство одновременных работ;
- дает заявку на демонтаж станка-качалки в ЦИТС (сменным технологам) и ПРЦЭО (сменному мастеру);
- вносит заявку на демонтаж в программу «АРМ механика»;
- дает заявку в производственно-диспетчерскую службу УЭСХ на отключение кабеля и заземления с регистрацией в журнале (за трое суток до демонтажа);
- дает заявку в производственно-диспетчерскую службу УЭСХ на демонтаж станции управления и электродвигателя; демонтаж производится после окончательного демонтажа и перевозки станка-качалки.

Передаёт станок-качалку после демонтажа по акту подрядной организации. В акте указываются следующие сведения:

- комплектность станка-качалки (наличие защитных кожухов, ограждений, площадок обслуживания станка-качалки и др.);
- наличие канатной подвески, траверсы подвески и стакана полированного штока.

При монтаже станка-качалки:

- за трое суток до начала монтажных работ подает заявку в ПРЦЭО (РСУ) на завоз станка-качалки с указанием точного местонахождения;
- вносит заявку на монтаж в программу «АРМ механика»;
- подготавливает подъездные дороги и площадку под установку спецтехники.

По окончании монтажа принимает участие в приемке и подписывает акт готовности станка-качалки к пусконаладочным работам, подает заявку сменному мастеру ПРЦЭО на производство пуско-наладочных работ. Вносит заявку на пусконаладочные работы в программу «АРМ механика» (заявка подается за сутки до окончания монтажа).

Дает заявку в производственно-диспетчерскую службу УЭСХ на подключение кабеля и заземления с регистрацией в журнале (за трое суток до окончания монтажа).

Вносит информацию о монтаже станка-качалки в программу «АРМ механика».

По окончании пусконаладочных работ осуществляет пуск в работу станка-качалки с пульта станции управления, которая должна обеспечивать:

- нормальный пуск электродвигателя;
- защиту от перегрузки и отключение;
- работу в автоматическом и ручном режимах;
- визуальный контроль за уравниваемостью станка-качалки при помощи штатного амперметра;

Определение нагрузки на устьевой шток путем динамометрирования при выводе станка-качалки на режим является обязательным.

Совместно с ПРЦЭО, УЭСХ осуществляет непрерывное наблюдение за работой станка-качалки в течение первых двух часов работы и периодическое наблюдение не менее двух раз в сутки в течение последующих 48 часов.

При этом контролируются следующие параметры:

- состояние шпоночных соединений шкивов и кривошипов;
- состояние затяжки дифференциальной затяжки кривошипов;
- работу КШМ, зазоры, геометрия, траектория узлов;
- работу редуктора;
- работу подшипниковых узлов;
- крепление пальцев кривошипов;
- состояние устьевой подвески;
- уравниваемость;
- наличие вибрации и необычных шумов, несвойственных работающим станкам-качалкам.

При отсутствии замечаний к качеству монтажных и пусконаладочных работ после 48 часов с момента пуска, подписывает акт ввода станка-качалки в эксплуатацию, при этом механиком ЦДНГ делается соответствующая отметка в паспорте. Акт ввода станка-качалки в эксплуатацию хранится вместе с паспортом.

Отдел промышленной безопасности

Принимает участие в приемке и подписывает акт готовности станка-качалки к пусконаладочным работам.

Принимает участие в работе комиссии и подписывает акт ввода станка-качалки в эксплуатацию.

Сетевой район УЭСХ

Осуществляет подготовку станка-качалки к демонтажу:

- выполняет заявку ЦДНГ на отключение кабеля и заземления с регистрацией в журнале;
- по заявке ЦДНГ демонтирует станцию управления и электродвигатель; демонтаж производится после окончательного демонтажа и перевозки станка-качалки.

Принимает участие в приемке и подписывает акт готовности станка-качалки к пусконаладочным работам, при этом обязан обеспечить:

- нормальный пуск электродвигателя;
- штатную защиту от перегрузки и отключение;

- штатную работу в автоматическом и ручном режимах;
- работу штатного амперметра;
- заземление (прокладка кабелей между сваями запрещена).

Совместно с ПРЦЭО, ЦДНГ осуществляет непрерывное наблюдение за работой станка-качалки в течение первых двух часов работы. При этом контролируются следующие параметры;

- работа подшипниковых узлов электродвигателя;
- уравнированность;
- наличие вибрации и необычных шумов, несвойственных работающим электродвигателям.

При отсутствии замечаний к качеству монтажных и пусконаладочных работ после 48 часов с момента пуска подписывает акт ввода станка-качалки в эксплуатацию.

2. Эксплуатация станка-качалки

Цех добычи нефти и газа

При эксплуатации станка-качалки обязан:

- иметь в наличии и вести техническую и эксплуатационную документацию согласно перечню, согласованному с ОГМ;
- механик обязан иметь паспорта или утвержденные главным инженером управления дубликаты паспортов на станки-качалки, установленные на фонде ЦДНГ. Паспорт должен отражать сведения по эксплуатации станка-качалки, наработке, ремонтах, неисправностях и авариях; указанная информация должна вноситься в паспорт в виде распечаток из программы «АРМ механика» перед ПДК АУП и комплексными проверками. Обязательны к заполнению сведения в установленном объеме в программу «АРМ механика»;
- обязательны к заполнению сведения представленные в базе данных НПК «АЛЬФА»;
- эксплуатировать станок-качалку в режимах, обусловленных их техническими характеристиками и паспортом;
- выбирать оптимальную длину хода устьевого штока и число качаний балансира в зависимости от режимов скважины;
- допускать к эксплуатации только уравнированные станки-качалки;
- производить ежедневный осмотр работающего станка-качалки, при этом, контролируя: наличие вибрации и необычных шумов, наличие блеска на теле пальца кривошипа в зазоре между корпусом нижней головки шатуна и кривошипом («проворот» пальца), соответствие привязки станка-качалки к устью скважины (центровка), следить за уравнированностью станка-качалки по показаниям штатного амперметра, наличие и исправность заземлений;
- не реже одного раза в 7 дней производить осмотр остановленного станка-качалки (головка балансира в нижнем положении); при осмотре проверить: состояние деталей, являющихся источником обнаруженных вибраций и необычных шумов; комплектность и натяжение ремней (при необходимости заменить); недопустимое взаимное смещение деталей и их погнутость; степень нагрева электродвигателя, подшипниковых корпусов редуктора на

ощупь; целостность заземления; уровень масла в картере редуктора; наличие, исправность защитных кожухов, площадок обслуживания, ограждений станка-качалки; особое внимание уделять наличию блеска на теле пальца кривошипа в зазоре между корпусом нижней головки шатуна и кривошипом, что свидетельствует о «провороте» пальца;

– в случае обнаружения неполадок в работе станка-качалки обязан: остановить станок-качалку в нижнем положении балансира, поставить на тормоз, передать заявку через программу «АРМ механика» на устранение неисправностей сменному мастеру ПРЦЭО с указанием точного местонахождения (куст, скважина) и предполагаемой причины отказа, дать заявку в производственно-диспетчерскую службу УЭСХ (с записью в журнале) на отключение (включение после ремонта) электропитания электродвигателя станка-качалки.

Проводит следующие работы по текущему техническому обслуживанию:

- подтяжка и замена ремней клиноременной передачи;
- ремонт защитных ограждений;
- ремонт лестниц, площадок обслуживания;
- ликвидация замазученности территории, покраска устьевого оборудования, станка-качалки;
- набивка сальникового уплотнения полированного штока (штанги);
- один раз в год (апрель) осуществляет выборочную контрольную проверку состояния масла в редукторах фонда станков-качалок, имеющих максимальную наработку после последней замены масла; пробы масла сдаются в исследовательскую лабораторию; результаты проверки оформляются актом; копия предоставляется в отдел главного механика управления;
- не реже одного раза в месяц проводит динамометрию с определением усилия на устьевом штоке в нормально работающей скважине, а также до и после ремонта, изменения режима работы; изменений дебита более чем на 30%; изменений нагрузки по амперметру более чем на 20%; изменений параметров работы СК (длина хода, число качаний).

Прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования

Согласно поданным через программу «АРМ механика» заявкам проводит следующие работы по текущему обслуживанию станков-качалок:

- совместно с УЭСХ производит корректировку уравнивания;
- регулировку плунжера насоса;
- изменение длины хода при изменении режима эксплуатации;
- устранение перехлеста тросов канатной подвески;
- очистка магнитного улавливающего устройства редуктора от металлической стружки при ППР, доливе или замене масла;
- долив масла в картер редуктора; при доливе масла в картер редуктора, предварительно сливается вода из картера частичным отворотом сливной пробки;
- полная замена масла при летнем ППР станков-качалок согласно графику (1 раз в 3 года);
- отметка о выполнении заявки заносится в программу «АРМ механика».

Сетевой район УЭСХ

Обслуживание электрооборудования СК производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации и системой планово-предупредительных ремонтов. Обслуживание станций управления и электродвигателя совмещать с проведением ППР на станке-качалке слесарями-ремонтниками ПРЦЭО. Ответственность за обслуживание возлагается на начальника сетевого района УЭСХ.

Сведения о ремонтах заносятся в паспорт на электрооборудование, который хранится в сетевом районе (согласно СТП-16-2000).

Производит следующие работы:

- по заявке ЦДНГ производит отключение питания электродвигателя;
- совместно с ПРЦЭО по заявке ЦДНГ и при ППР станка-качалки производит корректировку уравнивания станка-качалки;
- совместно с проведением ППР силами ПРЦЭО проводит техническое обслуживание станций управления и электродвигателя.

Цех автоматизации производства

Обеспечивает вывод параметров работы станка-качалки в программу «ОКО» и контролирует их достоверность.

3. Ремонт станков-качалок

Плановый ремонт

Цех добычи нефти и газа

До 20 декабря составляет и передает в ОГМ и УЭСХ на бумажном носителе план-график ремонта станков-качалок на следующий год, составленный на основании данных в программе «АРМ механика». План-график должен отражать ППР станков-качалок в летний и зимний период.

С целью повышения эффективности труда и снижению затрат график ППР рекомендуется формировать с учетом последовательности расположения кустов по направлениям движения на месторождениях, исходя из базирования комплексных бригад, предусмотрев за один выезд комплексной бригады выполнение ППР максимального числа станков-качалок на кустовых площадках в данном направлении.

В конце текущего месяца совместно с ОГМ определяет фактический объем по ремонту станков-качалок на следующий месяц. График ППР на текущий месяц передает в УЭСХ.

Осуществляет подготовку станка-качалки к плановому ремонту в следующем объеме:

- обеспечивает разработку и выполнение мероприятий по безопасному производству работ на всех этапах;
- обеспечивает комплектность станка-качалки (наличие защитных кожухов, ограждений, площадок обслуживания станка-качалки и др.);
- при необходимости осуществляет ремонт свайного основания, защитных кожухов, ограждений, площадок обслуживания станка-качалки и заземлений;
- при необходимости осуществляет пропарку элементов станка-качалки от замазученности;

– осуществляет подготовку дороги и площадки для работы спец-техники;

– за трое суток дает заявку в производственно-диспетчерскую службу УЭСХ (с записью в журнале) на отключение (включение после ремонта) электропитания электродвигателя станка-качалки.

По окончании ремонта станок-качалка принимается механиком ЦДНГ в присутствии представителя УЭСХ по результатам внешнего осмотра, контрольных измерений и обкатки. Подписывается акт выполненных работ установленной формы.

Прокатано-ремонтный цех эксплуатируемого оборудования

Планово-предупредительный ремонт станков-качалок выполняется на месте эксплуатации бригадой (звеном) слесарей-ремонтников прокатно-ремонтного цеха эксплуатационного оборудования базы производственного обслуживания нефтегазодобывающего управления (ПРЦЭО БПО НГДУ) под руководством мастера.

Сетевой район УЭСХ

Осуществляет ремонт электрооборудования станка-качалки, согласно технологии и объемов ремонта с записью в паспорте на электрооборудование.

Производит отключение (включение после ремонта) электропитания электродвигателя станка-качалки.

По окончании ремонта станок-качалка принимается механиком ЦДНГ в присутствии представителя УЭСХ по результатам внешнего осмотра, контрольных измерений и обкатки. Данные о проведенном ремонте и замененных деталях заносятся в паспорт станка-качалки.

Неплановый ремонт, вызванный отказом отдельного механизма или узла

Цех добычи нефти и газа

При обнаружении неполадок или отказов в работе ЦДНГ подает заявку на ремонт станка-качалки сменному технологу ЦИТС и в программе «АРМ механика» сменному мастеру ПРЦЭО. Отсутствие заявки в программе «АРМ механика» является основанием для ее не выполнения.

Перед ремонтом обеспечивает комплектность станка-качалки (наличие защитных кожухов, ограждений, площадок обслуживания станка-качалки и др.).

В случае необходимости проведения огневых работ оформляет наряд-допуск и обеспечивает выполнение указанных мероприятий. Дает заявку в производственно-диспетчерскую службу УЭСХ (с записью в журнале) на отключение (включение после ремонта) электропитания электродвигателя станка-качалки.

При необходимости капитального ремонта редуктора предоставляет паспорт.

По окончании ремонта станок-качалка принимается механиком ЦДНГ в присутствии представителя УЭСХ по результатам внешнего осмотра, контрольных измерений и обкатки.

Прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования

Организует в течение суток выполнение заявок на внеплановый ремонт станков-качалок, полученных посредством программы «АРМ механика».

Перед проведением ремонтных работ на станке-качалке производит полное обследование технического состояния деталей и узлов, проверяет комплектность и качество затяжки всех крепежных деталей, наличие приспособлений (контргайки, шайбы пружинные (гровер), шплинты и др.) от самопроизвольного отвинчивания на резьбовых соединениях стойки к раме, стойки к опоре верхних площадок обслуживания, опоры верхних площадок обслуживания к площадкам. При необходимости производит ремонт или замену.

При обнаружении дефектов в работе редуктора (шум, стук, вибрация) производит его замену из обменного фонда. Организует вывоз неисправного редуктора в ЦБПО БНО для капитального ремонта.

Данные о проведенном ремонте и замененных деталях заносятся в программу «АРМ механика».

Сетевой район УЭСХ

При отказе электрооборудования станка-качалки производит восстановительные работы согласно объему и технологии ремонта.

Ремонт подземного оборудования**Цех добычи нефти и газа.**

По окончании ремонта проверяет, комплектность станка-качалки (наличие защитных кожухов, ограждений, площадок обслуживания станка-качалки, крепежа и др.), наличие масла в редукторе.

При необходимости подает заявку (за сутки и уточняет ее на следующий день) через программу «АРМ механика» в ПРЦЭО на центровку станка-качалки относительно устья скважины.

За сутки до постановки бригады подземного или капитального ремонта на скважины со смонтированными на них станками-качалками серии ПФ подает заявку через программу «АРМ механика» в ПРЦЭО на ее откидывание. Производит пуск станка-качалки.

Цех подземного и капитального ремонта скважин

На станках-качалках, за исключением серии ПФ:

- отсоединяет канатную подвеску от полированного штока;
- откидывает головку балансира;
- дает заявку в ПРЦЭО в случае осложнения связанного с откидыванием головки балансира.

Прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования

На станках-качалках серии ПФ:

- отсоединяет канатную подвеску от полированного штока;
- откидывает головку балансира;
- в случае осложнения, связанного с откидыванием головки балансира

на других сериях станков-качалок, откидывает головку балансира по заявке мастера цеха подземного или капитального ремонта.

По окончании ремонта по заявке ЦДНГ ставит головку балансира и производит центровку станка-качалки относительно устья скважины.

Регламент планово-предупредительного ремонта

При планово-предупредительном ремонте проводятся следующие работы в объеме регламента:

1. Визуальный осмотр станка-качалки и определение источников неисправности.

Содержание работы: проверить наличие необычных шумов, стука и вибрации; визуально или на слух определить источники неисправности; проверить на ощупь степень нагрева электродвигателя; осмотреть шпоночные соединения и пальцы кривошипа на признак проворота; осмотреть ограждение кривошипно-шатунного механизма, проверить наличие приспособлений (контргайки, шайбы пружинные (гровер), шплинты и др.) от самопроизвольного отвинчивания на резьбовых соединениях стойки к раме, стойки к опоре верхних площадок обслуживания, опоры верхних площадок обслуживания к площадкам. Замечания по ограждениям, площадкам обслуживания, лестницам оформлять актом и направлять в ОГМ управления для включения в ежемесячные мероприятия ЦДНГ.

2. Проверка уравновешенности станка-качалки.

Содержание работы: проверить уравновешенность станка-качалки по показаниям амперметра или токоизмерительных клещей.

3. Уравновешивание станка-качалки.

3.1. Остановка станка-качалки.

Содержание работы: остановить станок-качалку, выставив кривошипы в горизонтальное положение, зафиксировать тормозом, положение балансира (головка балансира в среднем положении); вывесить табличку «Не включать, работают люди».

3.2. Передвижка противовесов на кривошипах.

Содержание работы: ослабить гайки и передвинуть противовесы на кривошипах; закрепить противовесы.

3.3. Запуск станка-качалки в работу.

Содержание работы: включить станок-качалку; проверить уравновешенность станка-качалки по показаниям амперметра или токоизмерительных клещей.

Проверка уравновешенности станка-качалки выполняется по показаниям амперметра или при помощи токоизмерительных клещей (привод необходимо уравновесить, если разность между показаниями амперметра при ходе штока вверх и вниз превышает 10% от полусуммы двух максимальных значений силы тока, потребляемого электродвигателем за цикл; уравновешивание станка-качалки производится, исходя из выбранного режима эксплуатации, путем определения требуемого числа и расположения противовесов на кривошипах).

4. Снятие канатной подвески с устьевого штока.

Содержание работы: остановить станок-качалку в среднем положении головки балансира; зафиксировать тормозом положение балансира; устано-

вить зажим на устьевой шток; освободить тормоз; включить станок-качалку и посадить колонну насосных штанг на штангодержатель; остановить станок-качалку; освободить канатную подвеску.

5. Ревизия канатной подвески и головки балансира.

5.1 Ревизия канатной подвески.

Содержание работы: произвести ревизию канатной подвески.

Производится осмотр канатной подвески. У станков-качалок марки ПФ проверяется состояние кольцевого каната и канатной подвески для соединения фигурного балансира с траверсой, при этом свободные концы каната не должны выступать из клинового устройства более чем на 100 мм. Выбраковывается канатная подвеска по утвержденным нормам выбраковки каната ГОСТ 3241. Нормы выбраковки канатной подвески:

- обрыв пряди каната;
- местное уменьшение диаметра каната;
- разрыв или появление наружу сердечника;
- уменьшение первоначального диаметра наружных проволок каната в результате износа или коррозии более чем на 40%;
- деформация в виде волнистости, корзинообразности, выдавливания проволок или прядей, раздавливания прядей, заломов, перегибов, скруток;
- уменьшение диаметра каната в результате поверхностного износа или коррозии более чем на 7% от первоначального диаметра;
- если канат подвергался температурному воздействию;
- если канат был под эл.напряжением.

Проверяется правильность крепления каната во втулках устьевой траверсы. При выбраковке канатной подвески, новая подвеска собирается с учетом следующих требований: при использовании каната с органическим сердечником с обоих концов каната сердечник удаляется на расстояние до 250 мм, после затяжки резьбовых втулок забивается клин в каждый торец каната вместо сердечника (допускается сваривание каната и клина между собой). В собранной подвеске свободные концы каната не должны выступать из траверсы более чем на 30 мм, а клинья из каната – не более чем на 20 мм; проверить втулки траверсы канатной подвески на наличие трещин, сколов (при необходимости заменить); смазать канатную подвеску.

5.2. Пропарка шарнирного узла и фиксатора головки балансира.

5.3. Ревизия головки балансира.

Содержание работы: проверить состояние головки балансира и балансира на наличие трещин; произвести откидывание головки балансира с поворотом на 90 градусов; произвести смазку опорного подшипника и фиксатора головки балансира.

6. Ревизия подшипниковых узлов.

6.1. Открепление и снятие крышек нижних головок шатунов.

6.2. Удаление отработанной смазки с подшипников нижних головок шатунов.

- 6.3. Пропарка подшипников нижних головок шатунов.
- 6.4. Осмотр состояния сепаратора и обойм на подшипниках нижних головок шатунов.
- 6.5. Проверка крепления подшипников нижних головок шатунов.
Содержание работы: расфиксировать шайбы нижних головок шатунов с последующей затяжкой фиксирующих гаек и фиксацией шайбой.
- 6.6. Набивка смазки «Литол-24» в подшипники верхних и нижних головок шатунов.
- 6.7. Установка и крепление крышек нижних головок шатунов. При необходимости заменить прокладки.
- 6.8. Открепление и снятие крышек опоры балансира.
- 6.9. Удаление отработанной смазки с подшипников опоры балансира.
- 6.10. Пропарка подшипников опоры балансира.
- 6.11. Осмотр состояния сепаратора и обойм на подшипниках опоры балансира.
- 6.12. Набивка смазки «Литол-24» в подшипники опоры балансира.
- 6.13. Установка и крепление крышек опоры балансира. При необходимости заменить прокладки.
- 7. Смазка подшипниковых узлов станка-качалки смазкой «Литол-24».
- 7.1. Подшипников опоры балансира.
- 7.2. Подшипников нижних головок шатунов.
- 7.3. Подшипника опоры траверсы.
- 7.4. Упорного подшипника пальца головки балансира и фиксатора головки балансира.
- 7.5. Подшипников верхних головок шатунов.
- 7.6. Ходового винта колодок тормоза.
- 7.7. Винта натяжения ремней.
- 7.8. Смазка резьбовых поверхностей.
- 8. Обтяжка крепежных болтовых соединений.
- 8.1. Рамы к основанию.
- 8.2. Редуктора к раме.
- 8.3. Стойки к раме.
- 8.4. Опоры балансира к стойке и к балансиру.
- 8.5. Опоры траверсы к балансиру и к траверсе.
- 8.6. Верхних головок шатунов к траверсе.
- 8.7. Нижних головок шатунов к корпусу пальцев кривошипов.
- 8.8. Тяжких болтов кривошипов.
- 8.9. Противовесов на кривошипах.
- 8.10. Пальцев кривошипов (при необходимости заменить фиксирующие шайбы).
- 8.11. Электродвигателя к раме.
- 8.12. Фиксатора головки балансира.
- 8.13. Стойки к опоре верхних площадок обслуживания.
- 8.14. Опоры верхних площадок обслуживания к площадкам.

9. Смена сальников вала редуктора.

Содержание работы: открепить и снять прижимные шайбы сальников ведущего вала редуктора с обеих сторон; извлечь изношенные сальники из гнезд крючком; вставить новые; установить и закрепить шайбы.

10. Слив конденсата из редуктора (с целью лучшего разделения на фазы скопившейся воды и масла в редукторе, рекомендуется проводить данную операцию на заключительном этапе выполнения работ в объеме летнего ППР на данном станке-качалке).

10.1. Открепление и снятие крышки люка редуктора. Очистка магнитного улавливателя.

Содержание работы: открепить и снять крышку люка редуктора; при необходимости заменить прокладку крышки люка. Очистить магнитный улавливатель от металлической стружки.

10.2. Слив конденсата из картера редуктора.

Содержание работы: частично вывернуть пробку до появления струи воды; слить конденсат из картера редуктора.

10.3. Чистка дренажных отверстий редуктора.

Содержание работы: вывернуть клапан (сапун); прочистить дренажные отверстия; собрать клапан и установить в корпус редуктора.

10.4. Проверка уровня масла в редукторе масломерным щупом.

10.5. Долив масла в редуктор.

10.6. Установка и крепление крышки люка редуктора.

11. Ревизия тормоза станка-качалки.

Содержание работы: открепить и извлечь палец; вынуть шплинт рукоятки и отсоединить ее от ходового винта тормоза; проверить и установить тормозные колодки на тормозном шкиве; вставить палец и закрепить колодки на редукторе; отрегулировать зазор между колодками и тормозным шкивом; соединить рукоятку с ходовым винтом тормоза; зашплинтовать соединение «ручка – ходовой винт тормоза».

12. Центровка электродвигателя.

12.1. Снятие ограждения клиноременной передачи.

12.2. Центрирование электродвигателя.

Содержание работы: ослабить натяжение текстуропных ремней; ослабить крепление электродвигателя к раме; обеспечить соосность и параллельность ручьев шкивов ведущего и ведомого валов; отцентрировать и закрепить положение электродвигателя; отрегулировать натяжение текстуропных ремней при помощи винтов и приспособлений.

12.3. Установка ограждения клиноременной передачи.

13. Пропарка узлов станка-качалки от следов масла и смазки. Содержание работы: пропарить узлы станка-качалки (траверсу, опору траверсы, верхние головки шатунов, корпус редуктора, валы редуктора, раму, кривошипы) от следов масла и смазки.

14. Определение горизонтальности рамы по строительному уровню. В поперечном направлении должно быть не более 2 мм на 1 м. В продольном направлении должно быть не более 4 мм на 1 м.

15. Закрепление канатной подвески к устьевому штоку.

Содержание работы: закрепить канатную подвеску к устьевому штоку; включить станок-качалку; установить головку балансира в крайнее верхнее положение; отключить станок-качалку; открепить зажим и снять его с устьевого штока; место установки зажима на устьевом штоке обработать от задигов сухарями абразивным инструментом.

16. Регулирование положения канатной подвески относительно головки балансира.

17. Проверка состояния узлов станка-качалки в установленном режиме работы.

Содержание работы: включить станок-качалку; проверить состояние узлов в установленном режиме. Снять табличку «Не включать, работают люди».

18. Замена масла в редукторе станка-качалки.

Содержание работы: остановить станок-качалку в среднем положении головки балансира; зафиксировать тормозом положение балансира; установить штангодержатель на устьевой шток; освободить тормоз; включить станок-качалку и посадить колонну насосных штанг на сальниковое устройство устьевого оборудования; остановить станок-качалку; вывесить табличку «Не включать, работают люди».

Открепить и снять крышку люка редуктора; очистить магнитный улавливатель от металлической стружки; протянуть рукава для откачки и подачи масла от маслозаправщика до редуктора; откачать отработанное масло; выкрутить пробку, слить остатки масла из картера редуктора.

Проверить прокладку на сливной пробке редуктора и крышке люка редуктора; снять смотровое стекло окошка уровня масла (если имеется), протереть стекло, заменить прокладку, установить и закрепить стекло.

Залить чистое масло; установить, закрепить крышку люка редуктора; проверить уровень масла в редукторе масломерным щупом; смотать рукава для откачки и подачи масла.

Включить станок-качалку, установить головку балансира в крайнее верхнее положение, отключить станок-качалку, открепить штангодержатель и снять его с устьевого штока, место установки штангодержателя на устьевом штоке обработать абразивным инструментом; включить станок-качалку; проверить состояние узлов в установленном режиме; снять табличку «Не включать, работают люди».

После проведения ремонта станок-качалка сдается механику ЦДНГ в присутствии представителя УЭСХ.

Информация в требуемом объеме заносится в программу «АРМ механика».

Примечания:

- п.6.10 – работа выполняется один раз в 5 лет при проведении летнего ППР;
- на редукторах станков-качалок типа УР и ПНШ (Р-35, РП-450) замена сальников производится в условиях ремонтной базы;
- работы, связанные с пропаркой, заменой масла в редукторе и смазки вышеперечисленных узлов выполняются при проведении летнего ППР;
- замену масла в редукторах станков-качалок проводить, согласно результатам лабораторного анализа масла, но не реже чем 1 раз в 3 года.

13.4. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ГРУППОВЫЕ ЗАМЕРНЫЕ УСТАНОВКИ «СПУТНИК»

Установки предназначены для автоматического периодического определения дебитов нефтяных скважин по жидкости и контроля за работой нефтяных скважин. Установка состоит из двух блоков: технологического и аппаратного.

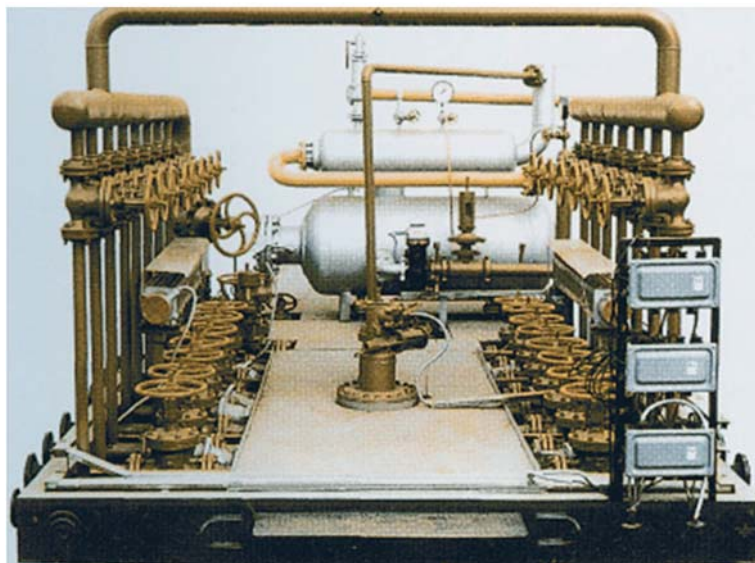


Рис. 124. Автоматизированная групповая замерная установка «Спутник»

Эксплуатационное назначение установок – обеспечение контроля за технологическими режимами работ нефтяных скважин.

Установки изготавливаются следующих базовых модификаций:

Спутник АМ 40-8-400

Спутник АМ 40-10-400

Спутник АМ 40-14-400

Спутник Б 40-14-500

Технологический блок установок состоит из замерного сепаратора, переключателя скважин многоходового ПСМ, счетчика жидкости ТОР1-50,

регулятора расхода, привода гидравлического ГП-1М, задвижек и клапанов обратных. В аппаратном блоке установлены: блок управления и индикации, блок питания. Метод измерения объемный. Входные патрубки для подключения скважин расположены симметрично по обе стороны.

Установки «Спутник Б40-14-500» дополнительно снабжены насосом-дозатором и емкостью для химических реагентов. Могут дополнительно при наличии счетчика газа измерять количество отсепарированного газа, при наличии влагомера определять содержание воды в жидкости, добываемой из скважин.

Таблица 4.1

Технические характеристики

	АМ 40-8-400	АМ 40-10-400	АМ 40-14-400	Б 40-14-500
Количество подключаемых скважин	8	10	14	14
Пропускная способность, м³/сут.	1–400	1–400	1–400	1–500
Рабочее давление, МПа	4,0	4,0	4,0	4,0
Газосодержание нефти при обводненности до 5%, нм³/т	60	60	60	60
Кинематическая вязкость нефти, м²/с	до 120×10 ⁻⁶			
Обводненность, %, в пределах	от 0 до 98			
Содержание парафина, объемное, %	до 7			
Содержание сероводорода, объемное, %	до 2			
Погрешность измерения, %	±2,5			
Потребляемая мощность, кВА	до 10			
Габаритные размеры, мм:				
технологического блока	5 350×3 200× 2 650	5 850×3 200× 2 650	6 350×3 200× 2 650	6 350×3 200× 2 650
аппаратурного блока	1 960×1 730× 2 350	1 960×1 730× 2 350	1 960×1 730× 2 350	1 960×1 730× 2 350
Масса, кг, не более:				
технологического блока	5 970	6 455	7 900	7 900
аппаратурного блока	1 020	1 020	1 020	1 020

13.4.1. Емкость сепарационная ТУ 39-1571-91

Емкость сепарационная предназначена для отделения газа от жидкости и дальнейшего их измерения. Конструктивно емкость сепарационная состоит из гидроуклонной головки, выполняющей основную функцию сепарации, верхней сепарационной и нижней накопительной емкостей. Внутри емкостей имеются перегородки и направляющие полки. Для улавливания инородных предметов имеется фильтр в виде перфорированной перегородки в нижней емкости. Для периодического удаления наполнившейся грязи в нижней части имеются два отвода.

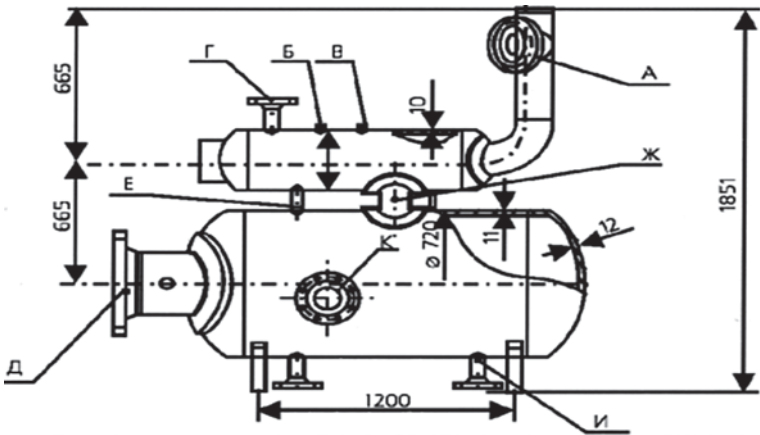


Рис. 125. Емкость сепарационная

Таблица 42

Экспликация штуцеров

Обозначение	Условные		Количество	Наименование
	Ду, мм	Р _у , МПа		
А	50	4,0	1	Вход нефти
Б	15	4,0	1	Штуцер для манометра
В	25	4,0	1	Штуцер сброса газа
Г	50	4,0	1	Штуцер для предохранительного клапана
Д	250	4,0	1	Смотровой люк
Е	25	4,0	1	Сообщение между сосудами
Ж	200	4,0	1	Сообщение между сосудами
И	50	4,0	1	Штуцер отстоя
К	80	4,0	1	Выход нефти

Таблица 43

Технические характеристики

Рабочая среда	Продукция скважин
Температура рабочей среды, °С	от +5 до +70
Давление, МПа	
рабочее	4,0
пробное	5,0
Емкость, л	790
Пропускная способность, м³/сут.	400
Газосодержание в нормальных условиях, м³/т	75
Температура стенки сосуда, °С	от -30 до +100

Емкость изготавливается согласно требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением», утвержденных Госгортехнадзором России и ОСТ26-291-94 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Технические требования».

Группа сосуда – 1 по ОСТ 26-291-94.

13.4.2. Переключатели скважин многоходовые ПСМ ТУ 4315-031-00135786-2001

Переключатели скважин многоходовые (ПСМ) Ха 2.954.034 и Ха 2.954.008 предназначены для ручной и автоматической установки скважин на замер.



Рис. 126. Переключатель скважин многоходовой

Таблица 44

Технические характеристики

	Ха 2.954.034	Ха2.954.008
Рабочее давление, МПа, не более	4,0	4,0
Диаметр входных патрубков, мм	50	80 (50)
Диаметр общего выходного патрубка, мм	100	150
Количество подключаемых трубопроводов	8	8, 10, 14
Максимальный перепад давления между замерным и общим трубопроводами, МПа, не более	0,12	0,12
Диаметр измерительного патрубка, мм	50	80
Напряжение питания датчика положения, В	24	24
Род тока	постоянный	постоянный
Диапазон температуры окружающей среды, °С	от +5 до +50	от +5 до +50
Относительная влажность окружающей среды при температуре +20 °С, %, не более	80	80
Габаритные размеры, мм, не более:		
диаметр	501	665
высота	570	902
Масса, кг, не более	75	248

13.4.3. Заслонка КЭ-00-00 ТУ 39/5-03 Н-001-77

Заслонка КЭ-00-00 предназначена для создания заданного перепада давления между сепаратором и общим трубопроводом в АГЗУ «Спутник».

Применяется в АГЗУ «Спутник»: АМ40-8-400; АМ40-10-400; АМ40-14-400; АМ40-8-400КМ; Б40-14-500.



Рис. 127. Заслонка

Таблица 45

Технические характеристики

Рабочее давление, МПа, не более	4,0
Рабочая среда	попутный газ
Габаритные размеры, мм, не более	250×180×51
Масса, кг, не более	6,3

13.4.4. Привод гидравлический ГП-1М ТУ 39-00135786-068-92

Привод гидравлический Ха 5.882.008М предназначен для создания гидравлического давления в силовом гидравлическом цилиндре переключателя скважин многоходовом (ПСМ). Применяется в АГЗУ «Спутник»: АМ 40-8-400, АМ 40-10-400, АМ40-14-400, Б40-14-500, АМ40-8-400КМ-01, М40-8-400КМ-02.



Рис. 128. Привод гидравлический

Таблица 46

Технические характеристики

Тип двигателя	асинхронный трехфазный В63В4, 0,37
Режим работы гидропривода	повторно-кратковременный
Марка масла	АМГ-10 ГОСТ 6794-75, ВМГЗ ТУ 38-101479
Объем заливаемого масла, л	До 4,7
Параметры электрического питания:	
род тока	переменный
напряжение, В	380
допустимое отклонение напряжения, %	от -15 до +10
частота, Гц	50 + 1
Габаритные размеры, мм, не более	280×506
Масса, кг, не более	37,6

13.4.5. Регулятор расхода ТУ 4315-029-004145746-2001

Регулятор расхода Ха. 2 573.006 предназначен для пропуска жидкости в замерных установках типа «Спутник» и БИУС. Применяется в АГЗУ «Спутник»: АМ40-8-400, АМ 40-10-400, АМ40-14-400, Б40-14-500, АМ40-8-400КМ, АМ25-8-1500, БИУС 40-50 М (рис. 129).

Таблица 47

Технические характеристики

Рабочее давление, МПа	4,0
Пропускная способность, м³/ч	от 6 до 30
Перепад давления на мембране регулятора, МПа:	
на открытии	0,08–0,12
на закрытии	0,02–0,03
Температура окружающего воздуха, °С	От –50 до +50
Относительная влажность при температуре 20 °С, %, не более	80
Климатическое исполнение	У
Масса, кг, не более	54,2
Габаритные размеры, мм, не более	540×210×124

13.4.6. Счетчики жидкости турбинные TOP 1-50, TOP ТУ 4213-024-00135786-2003

Счетчики жидкости турбинные TOP 1-50 (Ха 2.833.034), TOP1-80 (Ха 2.833.033) предназначены для измерения количества жидкости (воды, нефти и нефтепродуктов) в единицах объема на технологических установках нефтегазодобывающих предприятий и других отраслей народного хозяйства.

Съем показаний счетчиков осуществляется:

- по механическому счетчику;
- по электромагнитному датчику в комплекте с блоком питания.



Рис. 129. Регулятор расхода



Рис. 130. Счетчик жидкости турбинный

Таблица 48

Технические характеристики

Диаметр условного прохода, D_v , мм	TOP 1-50	TOP 1-80
Пропускная способность, $m^3/ч$	50	80
Питание электрических цепей	от 6 до 30	от 15 до 75
Род тока	постоянный	
Напряжение датчика электромагнитного, В, не менее	6+10%-15%	
Габаритные размеры, мм, не более	320×177×385	320×177×415
Характеристика рабочей среды:		
температура, °C в пределах	от +5 до +70	
содержание парафина объемное, %, не более	10	
вязкость, $m^2/с$, в пределах	от 1×10^{-6} до 120×10^{-6}	
содержание сернистых соединений по весу, %	3	
содержание механических примесей, мг/л, не более	3 000	
размер частиц механических примесей, мм, не более	5	
Температура окружающего воздуха, °C, в пределах	От -50 до +50	От -50 до +50
Удельная материалоемкость, $кг/м^3/с$	2 374	1 250

Таблица 49

Пропускная способность различных модификаций счетчиков жидкости

Обозначение счетчика	Обозначение АГЗУ «Спутник»	Пропускная способность, m^3
TOP1-50	AM40-8-400	от 6 до 30
	AM40-10-400	
	AM40-14-400	
	AM40-8-400KM	
TOP1-80	AM25-8-1500	от 15 до 75
	Б40-14-500	

13.4.7. Компрессоры

Применение, виды компрессоров

Компрессоры представляют собой машины для сжатия и перемещения газообразных агентов, например, воздуха, кислорода, водорода, природного газа и т. п. (далее по тексту – газа). Они нашли широкое применение в народном хозяйстве, в том числе в нефтяной и газовой промышленности.

Области применения компрессоров:

- освоение скважин после бурения и ремонта;
- подача воздуха в пневматические системы буровых установок;
- сбор газа при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подача его на головную компрессорную станцию;
- сжатие нефтяного газа в сепарационных установках;
- транспортирование газа по магистральным трубопроводам;
- подача воздуха в пневматические системы различных грузоподъемных, транспортных и других машин, приборов, инструментов и приспособлений, применяемых в нефте- и газодобыче;
- опрессовка трубопроводов, емкостей и т.п. в процессе испытания их на прочность и плотность;

Все компрессоры можно условно подразделить на два вида: динамические и объемные.

В динамических компрессорах газ сжимается путем увеличения его скорости и превращения кинетической энергии газа в энергию давления. В объемных компрессорах – в результате уменьшения объема рабочего пространства.

К динамическим компрессорам относятся центробежные, осевые компрессоры и центробежные вентиляторы.

Центробежные компрессоры и вентиляторы по принципу действия и конструкции подобны центробежным насосам; осевой компрессор – осевому насосу. Конструктивные особенности динамических компрессоров в отличие от насосов связаны со сжимаемостью перемещаемой газовой среды (это свойство газа определяет конструктивные особенности и объемных компрессоров) и большими частотами вращения валов компрессоров (более 200 с^{-1}).

К объемным компрессорам, по аналогии с объемными насосами, относятся поршневые и роторные. Классификационным признаком поршневого компрессора является наличие в качестве рабочего органа поршня или плунжера. Принцип его действия подобен принципу действия поршневого насоса.

К роторным компрессорам относятся пластинчатые, жидкостно-кольцевые, винтовые и некоторые другие типы компрессоров. В них, так же как и в роторных насосах, осуществляется вращательное или вращательное и возвратно-поступательное движение рабочих органов независимо от характера движения ведущего звена. Их конструкция и принцип действия аналогичны.

К компрессорам (компрессорным машинам) относятся собственно компрессоры, вентиляторы и вакуумные компрессоры.

В результате сжатия газа давление на выходе компрессора становится больше давления на входе в него. Отношение этих величин представляет собой степень повышения давления компрессором.

Вакуумные компрессоры применяются для удаления газа из ограниченного пространства (сосуда, резервуара). Давление на выходе вакуумного компрессора обычно равно атмосферному, но в результате создания разрежения в сосуде или в резервуаре, степень повышения давления вакуумным компрессором может достигать больших значений, по сравнению с другими компрессорными машинами.

Поршневые компрессоры

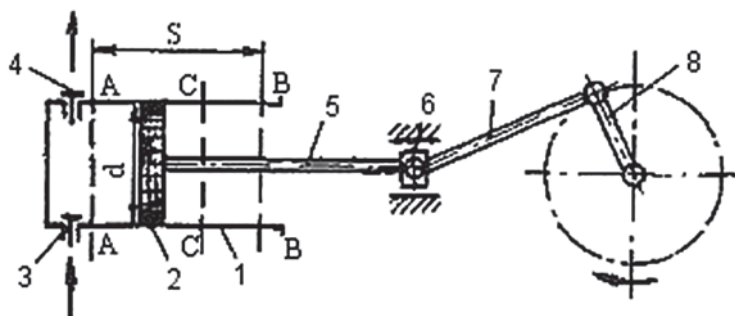


Рис. 131. Схема поршневого компрессора:

1 – цилиндр; 2 – поршень; 3, 4 – всасывающий и нагнетательный клапаны;
5 – шток; кривошипно-шатунный механизм, состоящий из: 6 – крейцкопфа;
7 – шатуна; 8 – кривошипа

Рабочий процесс в поршневом компрессоре осуществляется за четыре этапа:

1) расширение газа во вредном пространстве цилиндра компрессора (в клапанах и окол клапа нном пространстве, в зазоре между крышкой цилиндра и плоскостью *AA*, соответствующей крайнему положению поршня);

2) всасывание (расширение и всасывание происходят при движении поршня от плоскости *AA* до плоскости *BB* на длине хода поршня *s*; при этом всасывающий клапан открывается не сразу, а лишь после того, как газ, находящийся во вредном пространстве цилиндра, расширится, и его давление станет меньше давления во всасывающей линии, в этот момент откроется клапан 3, и газ начнет поступать в цилиндр компрессора);

3) сжатие (происходит при движении поршня от плоскости *BB* до плоскости *CC*);

4) нагнетание (происходит при движении поршня от плоскости *CC* до плоскости *AA*; нагнетание газа в трубопровод начинается тогда, когда давление газа в цилиндре превысит давление в нагнетательной линии, в этот момент откроется клапан 4, и газ начнет поступать в трубопровод).

Расширение и сжатие газа в компрессоре связаны с изменением его температуры.

Характер изменения объема газа зависит от условий теплообмена между газом, деталями компрессора и окружающей средой. В зависимости от этого сжатие или расширение могут происходить:

- без теплообмена (адиабатический процесс); т.е. с нагревом газа при его сжатии или охлаждением газа при его расширении;
- с частичным теплообменом (политропический процесс);
- с полным теплообменом (изотермический процесс), т.е. с сохранением одной и той же, постоянной при сжатии и расширении, температуры газа.

Подачей компрессора называют объем или массу газа, проходящего за единицу времени по линии всасывания или линии нагнетания компрессора. Расход газа на нагнетании всегда меньше, чем на всасывании, за счет утечек газа через неплотности.

При сжатии воздуха и газов неизбежно выделяется большое количество тепла. Если это тепло будет уноситься с сжимаемым газом, то будет происходить адиабатический процесс сжатия. Чтобы сделать компрессор более экономичным, предусматривают принудительное охлаждение. Чаще оно бывает водяным, иногда воздушным. В одноступенчатых компрессорах делают охлаждение цилиндров компрессора, в многоступенчатых, кроме того, охлаждают газ в промежуточных холодильниках.

Мощность привода компрессора складывается из индикаторной мощности сжатия, мощности, затрачиваемой на механические потери в механизмах компрессора и передачах от привода к компрессору, и мощности, затрачиваемой на привод вспомогательных устройств (например, насосов системы смазки). Мощность привода выбирают с запасом на 10–12% мощности компрессора.

Конструкции поршневых компрессоров

Выше была представлена схема простейшего компрессора с одним цилиндром одинарного действия, (рабочая камера цилиндра находится с одной стороны поршня). В реальном компрессоре таких цилиндров имеется несколько, со сдвинутым по времени циклом работы одного цилиндра по отношению к другому. Этим достигается равномерность загрузки двигателя при повороте его вала на один оборот.

Обычно применяются компрессора с несколькими ступенями сжатия. В этом случае схема компрессора усложняется. Ниже показано несколько таких схем. Римскими цифрами обозначены ступени сжатия газа. В схемах характерно:

1) расположение цилиндров под углом друг к другу (схемы д, е), что позволяет экономить площадь, занимаемую компрессором, и достигать лучшей загрузки двигателя;

2) использование не только полости цилиндра перед поршнем, но и со стороны приводного штока (цилиндр двойного действия – схемы а, б, в, г, е, ж, з).

Это вызывает необходимость иметь уплотнение штока, но дает лучшее использование цилиндра;

3) расположение цилиндров друг против друга в одной плоскости (схема з), что позволяет лучше уравновесить инерционные силы, возникающие от движущихся масс компрессора.

В основном применяются компрессоры с приводом от электродвигате-

ля, через клиноременную передачу, и с приводом от двигателя внутреннего сгорания, встроенного в конструкцию компрессора.

Цилиндры компрессора для давления до 6 МПа изготавливаются литыми из чугуна, для давления до 15 МПа и более – литыми или кованными из стали. Цилиндры компрессоров с воздушным охлаждением имеют ребра на внешней поверхности, с водяным охлаждением – полости для охлаждающей воды (охлаждающие рубашки).

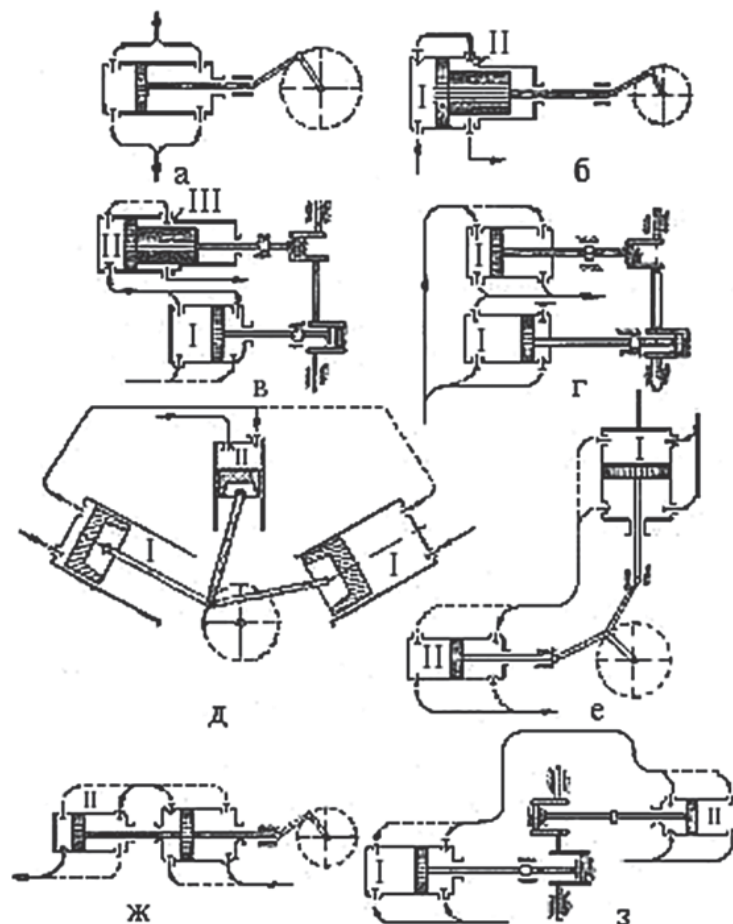


Рис. 132. Схемы поршневых компрессоров

Ротационные компрессоры

В ротационных машинах сжатие газа осуществляется в камерах с периодически уменьшающимся объемом, т.е. принцип действия такой же, как у поршневых машин. Разница состоит в том, что в ротационных машинах вместо поршня, имеющего возвратно-поступательное движение, сжатие осуществляется в специальных камерах, образованных пластинами ротора,двигающимися все время в одном направлении.

Устройство ротационной машины показано ниже. Внутри чугунного корпуса (1), имеющего внутри цилиндрическую расточку, помещен ротор (2) с пазами, в которых свободно ходят пластины (3). Ось ротора смещена относительно оси цилиндрического отверстия корпуса (1). Ротор вращается в направлении, указанном на рисунке стрелкой.

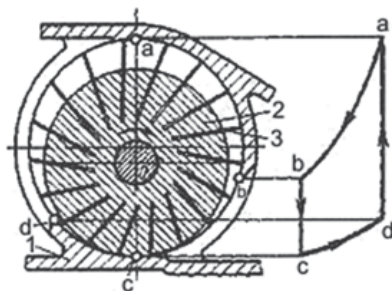


Рис. 133. Ротационный компрессор

Газ, поступающий в компрессор через всасывающий патрубок, отсекается пластинами при вращении ротора в тот момент, когда происходит соприкосновение камеры с краем цилиндрической расточки корпуса (точка а). По мере поворота ротора расстояние между ним и корпусом, а следовательно, и объем камеры сжатия уменьшаются. Пластины при этом утапливаются в пазах ротора. Сжатие происходит до тех пор, пока пластина не дойдет до окна имеющегося в цилиндрической части корпуса со стороны камеры нагнетания (точка б). Затем газ поступает в напорный патрубок (линия бс). От точки с до точки d происходит расширение газа оставшегося в «мертвом» пространстве.

Благодаря большой скорости вращения пластины под воздействием центробежной силы всегда прижаты к цилиндрической расточке корпуса, а в момент прохождения над окнами удерживаются специально предусмотренными направлениями. Ротационные компрессоры строят одно- и двухступенчатыми. Они имеют производительность от 0,083 до 1,1 м³/с и развивают давление одноступенчатые 0,4 МПа, двухступенчатые до 1 МПа. При вращении вала в противоположную сторону ротационный компрессор может работать как вакуумная машина. Регулирование производительности ротационных компрессоров достигается либо изменением числа оборотов ротора, либо дросселированием на всасывании. Машины, имеющие нагнетательные клапаны переводят на холостой ход, соединяя нагнетательный патрубок с всасывающим.

Винтовые компрессоры

Работа компрессора осуществляется следующим образом. В корпусе компрессора (3) вращаются два ротора: ведущий (1) и ведомый (2). Поверхности роторов выполнены в виде винтов и находятся в зацеплении таким образом, что выступы ведомого вала входят во впадины ведущего. При всасывании газа из зоны а) газ попадает во впадины ведущего ротора, которые выполняют роль цилиндров. Роль поршня выполняют выступы ведомого вала, которые, заполняя последовательно всю длину канала, об-

разованного впадинами, постепенно осуществляют сжатие газа. В момент, когда сечение впадин оказывается перед нагнетательным отверстием, газ, сжатый до конечного давления, поступает в систему нагнетания (зона б).

Процесс сжатия газа осуществляется и во впадинах ведущего ротора при заполнении их выступами ведомого ротора. Таким образом, винтовые компрессоры являются типичными представителями компрессоров объемного типа.

Винтовые компрессоры могут развивать производительность от 0,06 до 0,4 м³/с при конечном давлении 0,3 МПа (для одноступенчатого компрессора) и до 10 МПа (для двухступенчатого компрессора). Частота вращения ротора 50–200 об/с. Винтовые компрессоры могут применяться для подачи газа с наличием в нем жидкости, например конденсата.

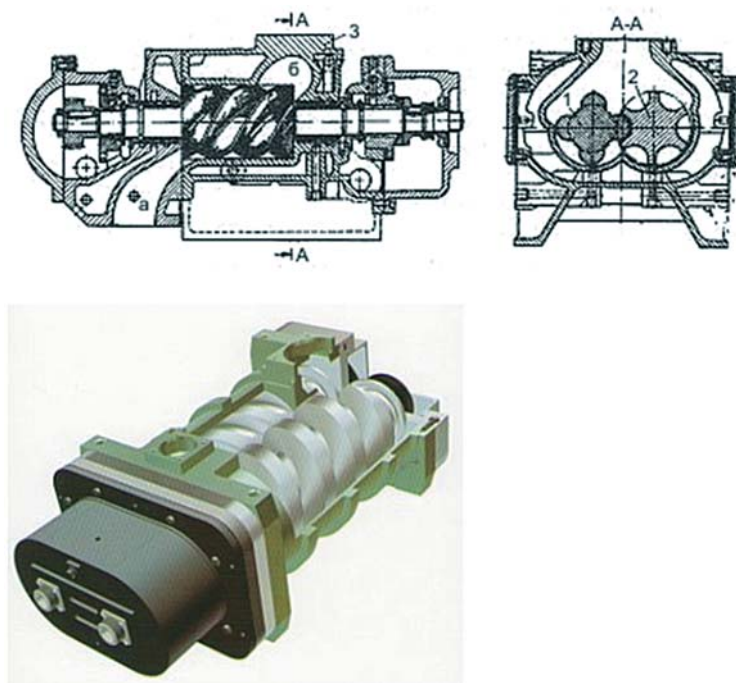


Рис. 134. Винтовой компрессор

Центробежные компрессоры, турбокомпрессор

Лопастные компрессоры подобны по принципу действия лопастным насосам, в которых повышение давления воздуха или газа основано на принципе сообщения им большой скорости, преобразуемой затем в давление. Область применения турбокомпрессоров – это низкие и средние давления и большие производительности. Здесь также применяются центробежные и осевые типы лопастных машин. Лопастные компрессоры бывают одноступенчатые и многоступенчатые. Как и во всякой центробежной машине, основной частью их являются рабочие колеса, при помощи которых передается энергия от двигателя к сжимаемому газу. Для преобразования ки-

нетической энергии газа в давление в неподвижном корпусе турбомашины обычно предусматривают направляющий аппарат, реже безлопаточный диффузор, в котором скорость газа уменьшается и увеличивается его напор. Для сжатия газа лопастной машиной требуются большие окружные скорости, скорости газа в проходных каналах велики, и поэтому требования к рабочим колесам компрессора отличны от требований к рабочему колесу насоса. Необходимы высокие чистота поверхности каналов и прочность колеса. Обычно их делают из стали составными из дисков и лопаток так, чтобы можно было точно и чисто обработать их поверхности.

Необходимость иметь высокие окружные скорости приводит к большой частоте вращения валов лопастных компрессоров (до 13 000 об/мин и более). Поэтому ротор компрессора обычно подвергают динамической балансировке, а вал тщательно рассчитывают на критическую частоту вращения.

При работе центробежного компрессора между ступенями, а также внутри ступени возникают перепады давления, которые вызывают пере токи газа из зоны повышенного давления в зону пониженного давления. Для предотвращения утечек газа в зазорах применяют лабиринтовые уплотнения.

Рабочие колеса многоступенчатого турбокомпрессора, в отличие от колес многоступенчатого насоса, могут быть неодинаковыми по размерам. При сжатии газа его объем уменьшается, и необходимость примерного сохранения скорости потока приводит к необходимости уменьшать площадь проходного сечения колес и их диаметры.

СИСТЕМА СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

14.1.	Общие сведения	614
14.2.	Принципиальная схема внутрикустового сбора нефтегазоводяной смеси	614
14.3.	Принципиальная схема внутривыпускного сбора нефтегазоводяной смеси	623
14.4.	Предварительная подготовка нефти на комплексе сооружений ДНС – УПСВ – КНС	626
14.5.	Товарная подготовка нефти на ЦППН	645

14. СИСТЕМА СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

14.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В настоящее время обустройство нефтяных месторождений осуществляется с применением напорных герметизированных систем сбора и подготовки нефти, основными элементами которых являются добывающие скважины, автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), дожимные насосные станции (ДНС) или сепарационные установки с насосной откачкой, установки предварительного сброса воды, а также центральный пункт сбора и подготовки нефти, газа и воды (ЦППН). Элементы системы связаны между собой с помощью трубопроводов: от добывающих скважин к АГЗУ газожидкостная смесь подается по выкидным линиям, дальнейшая транспортировка продукции осуществляется по нефтесборным и напорным коллекторам.

Известны следующие системы промыслового сбора: самотечная двухтрубная, высоконапорная однострунная и напорная.

При *самотечной двухтрубной системе сбора* продукция скважин сначала разделяется при давлении 0,6 МПа. Выделяющийся при этом газ под собственным давлением транспортируется до компрессорной станции или – сразу на газоперерабатывающий завод (ГПЗ). Жидкая фаза направляется на вторую ступень сепарации. Нефть с водой самотеком (за счет разности высот) поступает в резервуары сборного пункта, откуда подается насосом в резервуары ЦППН.

Применение *высоконапорной однострунной системы* позволяет отказаться от сооружения участков сборных пунктов и перенести операции по сепарации нефти на ЦППН. Благодаря этому достигается максимальная концентрация технологического оборудования, укрупнение и централизация сборных пунктов, сокращается металлоемкость нефтегазосборной сети, исключается необходимость строительства насосных и компрессорных станций на территории промысла, обеспечивается возможность утилизации попутного нефтяного газа с самого начала разработки месторождений.

Напорная система сбора предусматривает однострунный транспорт нефти и газа на бригадные сепарационные установки, расположенные на расстоянии до 10 км от скважин, и транспорт газонасыщенных нефтей в однофазном состоянии – до ЦППН, на расстояние 100 км и более. На месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» применяется напорная герметизированная система сбора и подготовки продукции скважин, почти полностью исключая потери углеводородов.

14.2. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ВНУТРИКУСТОВОГО СБОРА НЕФТЕГАЗОВОДАЯНОЙ СМЕСИ

14.2.1. Кустовое размещение устьев скважин в процессе бурения

В процессе бурения устья группы скважин располагается на одной кустовой площадке. Это делается с целью экономии затрат при строитель-

стве скважин, их обустройстве и дальнейшей эксплуатации, что особенно актуально в условиях северной части Западной Сибири. Количество скважин на кусте зависит от плотности сетки размещения забоев скважин, принятой для данного месторождения, и максимально допустимых углов наклона стволов скважин, позволяющих вести безаварийную эксплуатацию и ремонт внутрискважинного оборудования в течение всего периода добычи нефти из скважины. Устья скважин размещаются на кустовой площадке по прямой линии, группируются в позиции по 2–5 скважин. Расстояние между скважинами в позиции 5 метров. Расстояние между позициями должно составлять не менее 15 метров.

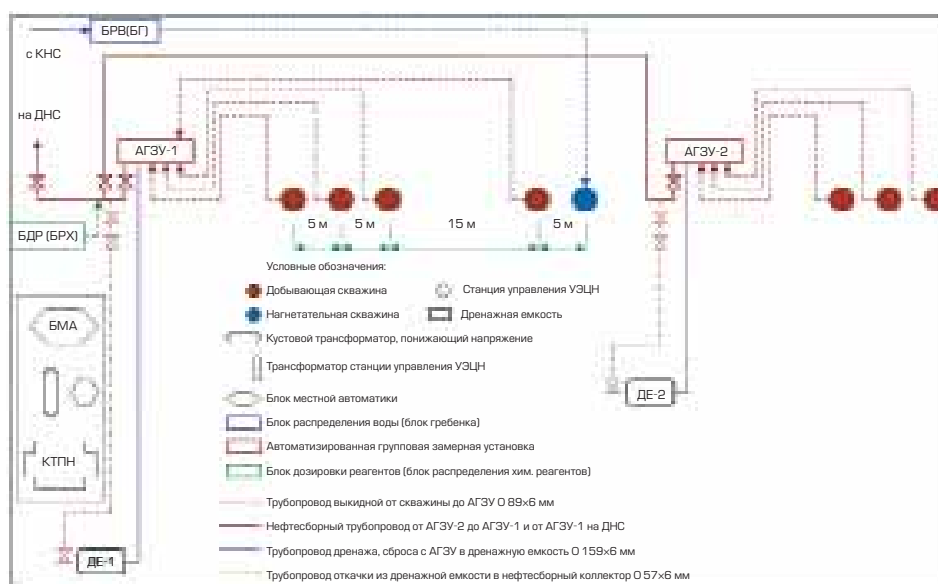


Рис. 1. Схема внутрикустового сбора нефтегазоводяной смеси

14.2.2. Обустройство куста скважин, обеспечивающее добычу и сбор скважинной продукции, применяемое оборудование и его характеристики

Устья добывающих и нагнетательных скважин оборудованы фонтанной арматурой, включающей в себя элементы запорной арматуры и приспособления для проведения исследовательских работ.

Автоматизированная групповая замерная установка предназначена для замера дебита жидкости, а при наличии дополнительного оборудования возможен замер дебита нефти, воды и газа.

Дренажная емкость предназначена для дренирования сепарационных емкостей и трубопроводов АГЗУ, а также для дренирования выкидных коллекторов добывающих скважин при проведении регламентных и аварийных работ.

Блок распределения воды предназначен для распределения воды, поступающей с КНС, по нагнетательным скважинам.

Блок дозировки реагента предназначен для доставки всевозможных химических реагентов в нефтесборный коллектор. Также возможно использование дозирующих насосов для подачи реагентов на устье скважины по дополнительному трубопроводу.

Блок местной автоматики предназначен для управления АГЗУ, сбора информации с СУ УЭЦН и УШГН и передачи собранной информации системе телемеханики.

Кустовой трансформатор предназначен для понижения напряжения до величины, необходимой для питания электропотребителей, расположенных на кустовой площадке.

Трансформатор станции управления УЭЦН предназначен для повышения напряжения с целью компенсации его потерь в кабельной линии, питающей электродвигатель УЭЦН.

Станция управления УЭЦН предназначена для управления установкой ЭЦН и защиты электропозужного оборудования.

14.2.3. Первичный учет количества и качества добываемой смеси: дебит скважин, содержание попутно добываемых воды, газа, механических примесей. Устройство и принцип работы АГЗУ

Автоматизированные групповые замерные установки предназначены для автоматического измерения дебита скважин, газового фактора и содержания воды в добываемой продукции при однетрубной системе сбора нефти и газа, для контроля за работой скважин и насосного оборудования по наличию подачи жидкости, а также для контроля герметичности нефтесборного трубопровода от куста до ДНС по величине давления в АГЗУ. Наиболее распространены автоматизированные групповые замерные установки «Спутник А» и «Спутник Б».

«Спутник А» – конструкция серии. Существуют три модификации этой серии: «Спутник А-16-14-400», «Спутник АМ-25-10-1500» и «Спутник АМ-40-(8-14)-400». Технические характеристики данных модификаций приведены в таблице 1.

Таблица 1

Технические характеристики установок серии «Спутник А»

Показатели	«Спутник А»		
	А-16-14-400	АМ-25-10-1500	АМ-40-8-(8-14)-400
Число подключаемых скважин	14	10	8-14
Рабочее давление, МПа, не более	1,6	2,5	4,0
Диапазон измерения расхода жидкости, м³/сут	10–400	10–1500	10–400
Общая пропускная способность установки, м³/сут:			
– по жидкости	4 000	10 000	4 000
– по газу	200 000	200 000	200 000
Погрешность измерения, %	±2	±2,5	±2,5
Суммарная установленная мощность электроприемников, кВт, не более	4	4	4

Показатели	«Спутник А»		
	А-16-14-400	АМ-25-10-1500	АМ-40-8-(8-14)-400
Напряжение электрических цепей электроприемников, В	380/220	380/220	380/220
Температура воздуха в щитовом помещении, °С	5–50	5–50	5–50
Габаритные размеры, мм замерно-переключающего блока:			
– длина	6 400	8 350	6 350
– ширина	3 200	3 200	3 200
– высота	2 780	2 710	2 650
щитового помещения:			
– длина	3 080	3 080	3 080
– ширина	2 200	2 180	2 180
– высота	2 680	2 430	2 430
Масса, кг:			
– замерно-переключающего блока	8 000	10 000	7 100
– щитового помещения	1 600	1 600	1 600

Установки позволяют измерять дебит нефти со следующими характеристиками:

- вязкость нефти, мПа · с, не более 80
- массовая доля воды в нефти, не более 0,95
- массовая доля парафина, не более 0,07
- содержание сероводорода и агрессивной пластовой воды, вызывающей коррозию свыше 0,3 г/(м² · ч) не допускается

Блочная установка типа «Спутник Б-40-14-400» предназначена для автоматического измерения количества нефти и газа, контроля за работой скважин по подаче жидкости, раздельного сбора обводненной и необводненной нефти, подачи реагента в поток и блокировки скважин при аварийном состоянии или по команде с диспетчерского пункта. Техническая характеристика «Спутника Б-40-14-400» приведена в таблице 2.

Таблица 2

Техническая характеристика «Спутника Б-40-14-400»

Характеристика	Параметр
Число подключаемых скважин	14
Рабочее давление, МПа, не более	4
Диапазон измерения расхода жидкости, м ³ /сут	5–400
Пределы измерения по газу, м ³ /ч	до 500
Относительная погрешность измерения, %:	±2,5
– по водонефтяной смеси	
– по нефти	
– по газу	
Пропускная способность установки, м ³ /сут	4 000
Суммарная установленная мощность электроприемников, кВт, не более	10
Напряжение электрических цепей электроприемников, В	380/220

Окончание таблицы 2

Характеристика	Параметр
Температура воздуха в щитовом помещении, °С	5-50
Габаритные размеры, мм:	
замерно-переключающего блока:	
– длина	8 350
– ширина	3 200
– высота	2 710
блока управления:	
– длина	3 100
– ширина	2 200
– высота	2 500
Масса, кг:	
– замерно-переключающего блока	10 000
– блока управления	2 000

Установки позволяют измерять дебит нефти со следующими характеристиками:

- вязкость нефти, мПа · с, не более 80
- массовая доля воды в нефти, не более 0,60
- массовая доля парафина, не более 0,07
- массовая доля серы, не более 0,035
- содержание сероводорода и агрессивной пластовой воды, вызывающей коррозию свыше 0,3 г/(м² · ч) не допускается

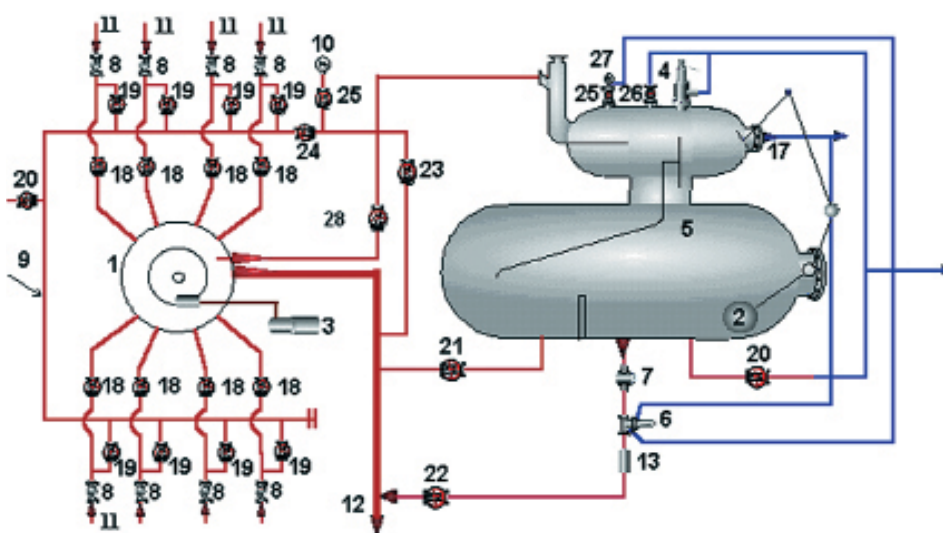


Рис. 2. Схема измерения дебита скважины на групповой установке

Оборудование групповой установки рассчитывается на подключение и сбор продукции с 8–14, а иногда и более скважин.

Продукция, поступающая со скважины, замеряется периодически для каждой скважины.

Продукция скважин по сборным коллекторам (11) через обратные клапаны (8) и линии задвижек (18) поступает в переключатель (1) ПСМ (переключатель скважин многоходовой). При помощи переключателя ПСМ продукция одной из скважин направляется через задвижку (28) в сепаратор (5), а продукция остальных скважин направляется в общий трубопровод (12) через задвижку (23).

В сепараторе происходит отделение газа от жидкости. Выделившийся газ при открытой заслонке (17) поступает в общий трубопровод, а жидкость накапливается в нижней емкости сепаратора. При содержании газа в жидкости при нормальных условиях более $160 \text{ м}^3/\text{м}^3$ должна применяться заслонка дисковая, которая поставляется по особому заказу.

С помощью регулятора расхода (6) и заслонки (17), соединенной с поплавковым уровнемером (2), обеспечивается циклическое прохождение накопившейся жидкости через турбинный счетчик жидкости ТОР с постоянными скоростями, что обеспечивает измерение дебита скважин в широком диапазоне с малыми погрешностями. Регулятор расхода РР соединен двумя импульсными трубками с сосудом и линией после заслонки (17). При перепаде давления РР обеспечивает выход жидкости из сосуда (5) через счетчик ТОР в общий трубопровод. Из общего трубопровода жидкость движется на ДНС или УПСВ. Для предотвращения превышения давления в сосуде (5) на нем установлен предохранительный клапан СППК (4). СППК срабатывает при давлении в сосуде выше допустимого, и жидкость из сосуда (5) поступает в дренажную линию. Он тарируется не реже чем 1 раз в год (давление тарирования $P_{\text{ТАР}} = P_{\text{РАБ. СОСУДА}} (1-1,25)$).

Счетчик ТОР выдает на блок управления и индикации (БУИ) или пункт контроля и управления импульсы, которые регистрируются электромагнитными счетчиками. Счетчик имеет шкалу и механический интегратор, где суммируется результат измерения.

Управление переключателем скважин осуществляется БУИ по установленной программе или по системе телемеханики через КП. При срабатывании реле включается электродвигатель гидропривода (3) и в системе гидравлического управления ГП повышается давление. Привод переключателя ПСМ под воздействием давления гидропривода ГП перемещает поворотный патрубок переключателя, и на замер подключается следующая скважина.

Длительность измерения определяется установкой реле времени в режиме местной автоматики. Время измерения определяется руководством промысла в зависимости от дебита скважин, способов добычи, состояния разработки месторождения и др. Если ЗУ оборудованы системой телемеханики, время замеров выставляется с диспетчерского пульта промысла.

Замерные установки оборудованы электрическим освещением, обогревателями и принудительной вентиляцией. Помещение БУИ или ПКУ имеет естественную вентиляцию и электрические обогреватели.

Все оборудование смонтировано на металлическом основании. На основании по периметру рамы крепятся панели укрытия. Внутренняя полость панелей заполняется теплоизоляционным материалом и обшивается металлическими листами.

14.2.4. Автоматизация процессов контроля, сбора и передачи информации

В настоящее время для эффективного мониторинга технологического процесса добычи нефти и поддержания пластового давления внедрена автоматизированная система оперативного контроля нефтепромысловых объектов – «ОКО-нефтепромысел».

Контроль технологических параметров скважин, оборудованных электроцентробежными насосами, осуществляют модернизированные станции управления (МСУ). Современные МСУ с частотным приводом обеспечивают необходимые защиты ЭЦН и позволяют оптимизировать технологический режим работы скважины. Данные о текущих и архивных параметрах работы погружного оборудования передаются контроллером станции управления по интерфейсу RS-485 на контроллер (рис. 1) механизированного куста скважин (СТМ-ZK2). Кроме этого, на контроллер поступает дублирующий сигнал телесостояния погружного насоса.

Современные автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) осуществляют измерение массового и объемного дебита жидкости и газа, обводненности добываемой продукции. Управление работой ПСМ, регистрация и вычисление результатов работы массомеров жидкости и газа, влагомера, датчиков температуры и давления осуществляет контроллер массоизмерительной установки (R-AT-MM, ScadaPack32). Информация о технологических параметрах АГЗУ хранится в архиве контроллера массоизмерительной системы и передается по интерфейсу RS-485 на контроллер механизированного куста скважин (СТМ-ZK2).

Блок водяных гребенок системы поддержания пластового давления оснащен ультразвуковыми расходомерами воды и датчиками давления в измерительных линиях. Информация с данных первичных преобразователей передается по физическим линиям на соответствующие входы кустового контроллера СТМ-ZK2.

Куст скважин в своем составе может содержать несколько АГЗУ и блоков водяных гребенок. Кустовые контроллеры размещаются в утепленных шкафах блоков местной автоматики. Количество кустовых контроллеров соответствует количеству установленных на кусте скважин АГЗУ. Все контроллеры механизированного куста скважин СТМ-ZK2 подключаются к одной радиостанции – Motorola GM-340, осуществляющей передачу информации на базовую станцию по радиоканалу в мегагерцевом диапазоне. Базовая станция, подключенная к автоматизированному рабочему месту оператора (система «ОКО-нефтепромысел»), поочередно опрашивает все периферийные радиостанции с подключенными к ним кустовыми контроллерами. Сервер системы обрабатывает в соответствии с заранее заданными алгоритмами и формирует оперативную базу данных текущих значений параметров технологического процесса.

Основными задачами системы «ОКО-нефтепромысел» является анализ совокупности текущих и предшествующих технологических данных, поддержание режимов работы контролируемых объектов и формирование оперативной отчетности. Сервер системы интегрирован в информационную систему «ОКО ЦИТС НГДУ» и корпоративную сеть.

С автоматизированного рабочего места персонал имеет возможность изменять технологические уставки и конфигурацию технологического оборудования, формировать и просматривать отчеты о текущих и хронологических значениях состояний, аварийных и аналоговых сигналов. Удаленный доступ к серверу системы позволяет пользоваться оперативной и архивной информацией о динамическом изменении параметров в виде графиков и временных диаграмм. Работа системы в аварийном режиме заключается в сигнализации аварийных ситуаций, цветовой и звуковой сигнализации нарушения режимов работы технологических объектов.

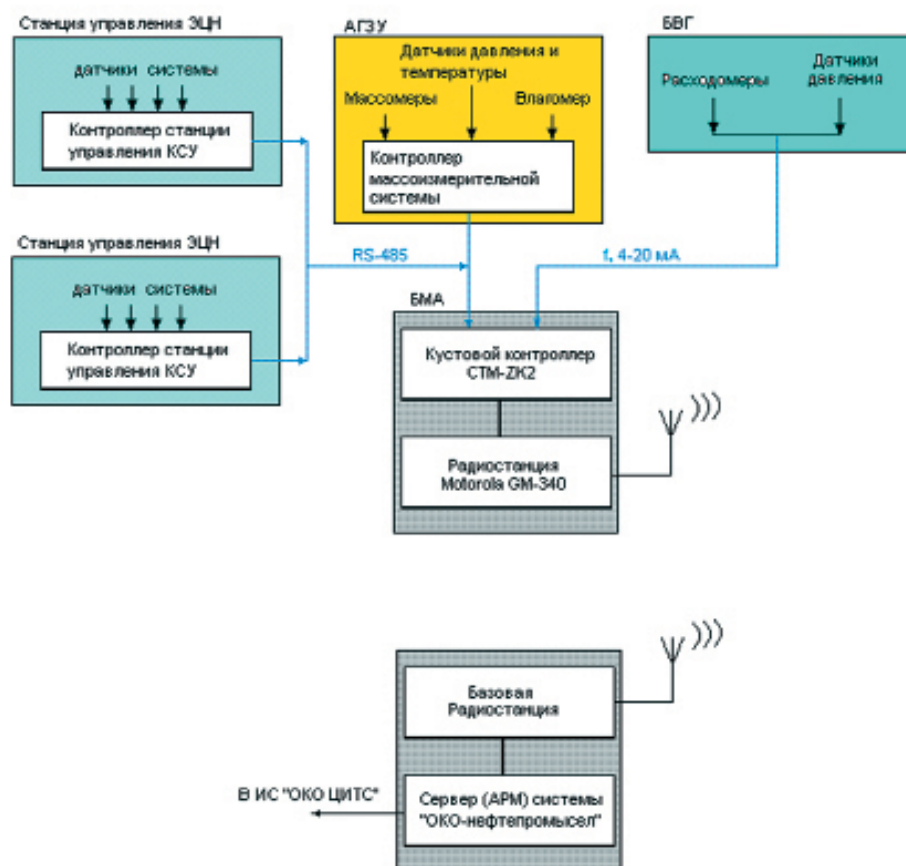


Рис. 3. Схема автоматизации процессов контроля, сбора и передачи информации

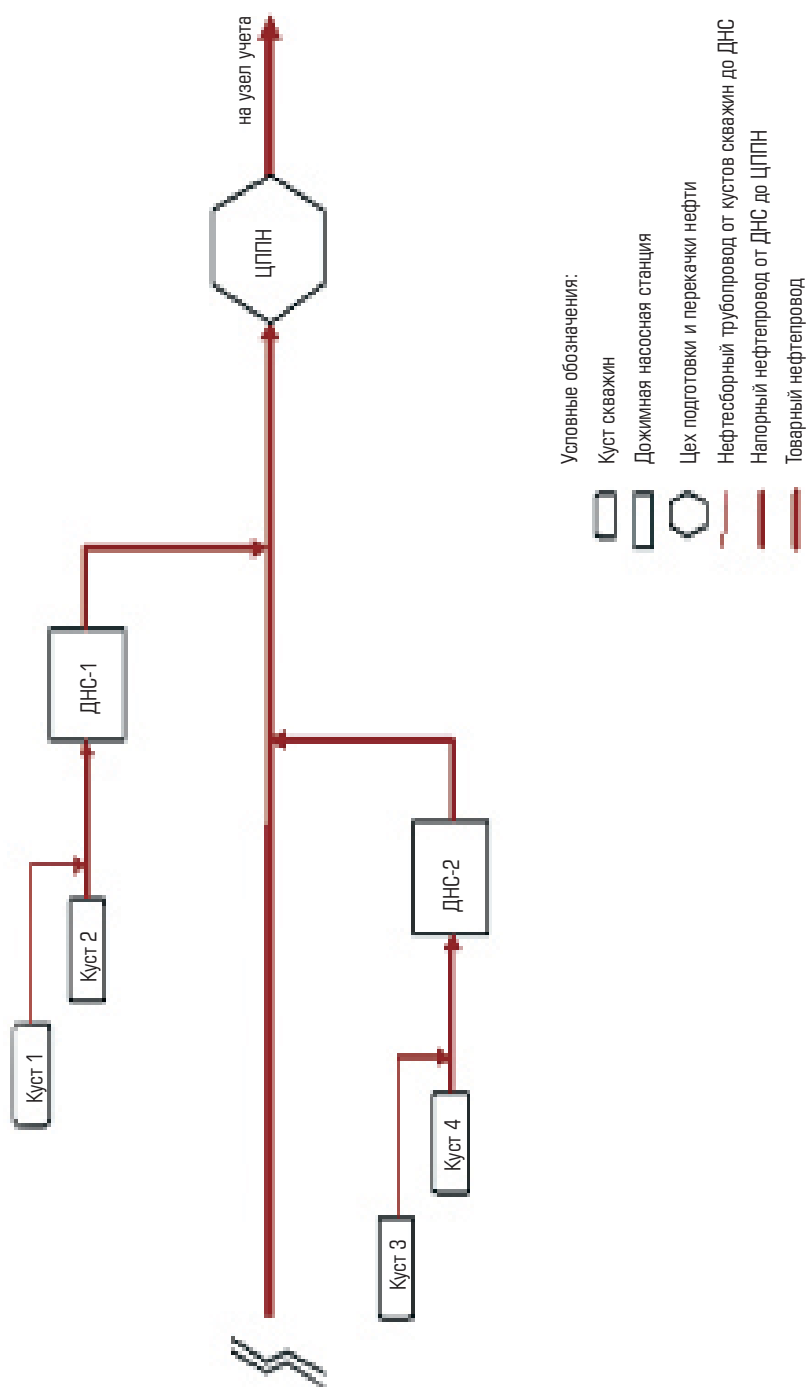


Рис. 4. Схема внутривнепромислового сбора нефтегазоводяной смеси

14.3. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ВНУТРИПРОМЫСЛОВОГО СБОРА НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ

14.3.1. Применяемые трубопроводы и запорная арматура, их технические характеристики

Для промысловых коммуникаций используют трубопроводы из бесшовных горячекатаных труб.

Все внутрипромысловые трубопроводы в зависимости от их назначения, диаметра, рабочего давления, газового фактора и коррозионной активности транспортируемой среды подразделяются на четыре категории.

На нефтепромысле применяется следующая классификация трубопроводов:

- выкидные линии (трубопровод от устья скважины до АГЗУ);
- нефтесборные коллекторы (трубопроводы от АГЗУ до ДНС или УПСВ);
- внутривозвратные трубопроводы (трубопроводы площадочных объектов);
- напорные нефтепроводы (трубопроводы, в которых нагнетание жидкости осуществляется насосными агрегатами);
- водоводы низкого и высокого давления, включая нагнетательные линии (в водоводах высокого давления нагнетание воды осуществляется насосными агрегатами);
- газопроводы низкого и высокого давления (газопроводами низкого давления обычно являются факельные газовые линии).

На месторождениях наиболее распространены трубопроводы диаметром от 75 до 350 мм.

При монтаже некоторых узлов применяют фланцевые соединения.

Выбор трубопровода должен быть обоснован технико-экономическими расчетами.

Трубопроводная арматура разделяется на три группы: запорная, регулирующая, предохранительная.

Назначение запорной арматуры – разобщение участков трубопроводов и отключение от трубопроводов разных технологических установок, и устанавливается она в начале и в конце каждого трубопровода, а также в местах соединения со сборными коллекторами. К запорной арматуре относятся задвижки, краны, вентили, обратные клапаны.

Кран – запорное устройство, проходное сечение которого открывается и закрывается при повороте пробки вокруг своей оси.

Вентиль – запорное устройство, в котором при повороте шпинделя клапан, насаженный на него, перемещается вдоль оси седла.

В конце трубопроводов, подключенных к групповым установкам или сборным коллекторам, устанавливают обратные клапаны, которые предназначены для отключения трубопровода в случае изменения направления движения жидкости.

Запорные устройства изготавливаются четырех типов:

- краны – пробковые краны со смазкой, шаровые и трехходовые краны;
- прямооточные задвижки со смазкой типа ЗМ и ЗМС – с однопластинча-

- вдоль трасс многониточных трубопроводов – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 50 м от осей крайних трубопроводов с каждой стороны;

- вдоль подводных переходов трубопроводов – в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток трубопроводов на 100 м с каждой стороны.

В охранных зонах трубопроводов должны быть предусмотрены плакаты с запретительными надписями против всякого рода действий, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов либо привести к их повреждению; плакаты устанавливаются вдоль трасс трубопроводов в пределах видимости, но не реже, чем через 1 км друг от друга. Трасса подземных трубопроводов через каждый километр и в местах поворота должна быть закреплена на местности постоянными знаками, высотой 1,5–2 м, на которых содержится информация о местоположении оси трубопровода, километре трассы, указаны номера телефонов эксплуатирующей организации, наименование трубопровода.

Закрепительные знаки должны быть также установлены на переходах через естественные и искусственные препятствия. Двумя знаками с каждой стороны по створу трассы закрепляются:

- пересечения автомобильных дорог I–III категорий;
- переходы через крупные овраги шириной более 50 м;
- переход через каналы.

14.3.2.2. Борьба с осложнениями

Технологическая схема и конструктивное оформление трубопроводов сбора нефти выбираются из условий эффективного применения технологических методов борьбы со следующими вредными факторами:

- коррозией (обеспечение эмульсионного течения, использование ингибитора коррозии трубопроводов, применение труб из неметаллических материалов, применение защитных покрытий);
- замораживанием (достаточного заглубления, использование теплоизоляционных материалов);
- отложениями песка (пескоуловители), парафина (очистка пропуском очистных устройств, пропарка);
- скоплениями пластовой воды и газа (обеспечение скорости выноса водных и газовых скоплений).

14.3.2.3. Замерзание трубопроводов

Во избежание замерзания продукции трубопроводы заглубляются в грунт ниже точки промерзания. Для предотвращения замерзания участков трубопроводов, не заглубленных в грунт (надводные и надземные переходы), необходимо обеспечивать бесперебойную работу трубопроводов в соответствии с регламентными нормами, строго соблюдать технологические параметры работы трубопроводов, своевременно подавать в трубопроводы химические реагенты, предотвращающие замораживание трубопровода. При длительной остановке их необходимо заполнить чистой нефтью. До-

пускается обмотка трубопроводов утеплителями. Для ликвидации замороженных участков трубопроводов разрешается применять обогрев горячей водой или паром.

Использовать открытый или закрытый огонь для обогрева трубопроводов строго запрещается!

14.3.2.4. Отложения парафина, песка, окислов железа

Для предотвращения отложений парафина, песка, окислов железа и других механических примесей в трубопроводах необходимо строго соблюдать технологические параметры работы трубопроводов, проводить мероприятия по предупреждению данных отложений, использовать химические реагенты, предотвращающие отложения парафина. Для ликвидации отложений парафина и механических примесей необходимо производить очистку полости трубопроводов, применяя очистные устройства (скребки ЦС, ЦСП, ГРВС, СМР и др.) согласно инструкциям по очистке полости трубопроводов. Допускается промывка полости трубопровода горячей нефтью. Узлы запуска и приема очистных устройств должны предусматриваться на трубопроводах диаметром 200 мм и более. Выбор метода очистки (механический, химический, термический, комбинированный) должен быть подтвержден технико-экономическим расчетом.

14.3.2.5. Защита от коррозии

Комплекс мероприятий по защите от внутренней коррозии разрабатывается проектной организацией и в общем случае включает технологические и специальные методы.

Технологические методы:

- поддержание в системе нефтесбора гидродинамического (турбулентного) режима течения продукции скважин, препятствующего выпадению свободной воды из нефтяного потока;
- сброс избыточного количества свободной воды на УПСВ;
- очистку трубопроводов от механических примесей, продуктов коррозии, воды в застойных зонах.

Специальные методы:

- применение защитных покрытий, футеровок;
- применение химических реагентов;
- применение электрохимической защиты.

14.4. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ПОДГОТОВКА НЕФТИ НА КОМПЛЕКСЕ СООРУЖЕНИЙ ДНС – УПСВ – КНС

Комплекс сооружений ДНС (дожимная насосная станция) – УПСВ (установка предварительного сброса воды) – КНС (кустовая насосная станция) предназначен для:

- сбора продукции с добывающих скважин, размещенных на кустовых площадках месторождений, и ее сепарации;
- предварительного сброса пластовой воды с применением реагентов-деэмульгаторов и температурного подогрева;

- учета и транспортировки предварительно обезвоженной нефти на ЦПС;
- очистки попутного нефтяного газа от капельной жидкости, учета и подачи его на собственные нужды ДНС – УПСВ и в газопровод на ГТЭС, ГПЭС, КС;
- подготовки пластовой воды, учета и подачи ее с очистных сооружений на КНС с последующей закачкой в пласт.

14.4.1. Состав комплекса

Узел сепарации нефти:

- сепаратор первой степени сепарации;
- сепараторы-буферы;
- газосепараторы.

При большом содержании газа в добываемой жидкости для обеспечения полной сепарации дополнительно устанавливаются на входе ДНС предварительные сепараторы.

Установка предварительного сброса воды

В состав входят трехфазные сепараторы «Хитер-Тритер» или следующее оборудование:

- печи трубчатые блочные (ПТБ);
- сепараторы горячей сепарации (СГ);
- отстойники (ОГ).

Площадка подготовки пластовой воды:

- резервуары очищенных стоков (ОРВС);
- емкость сбора нефти с полупогружным насосом.

Резервуар аварийный:

- аварийный резервуар (АРВС).

Установка подготовки топливного газа:

- сепаратор центробежный вертикальный.

Система факельная:

- сепаратор факельный;
- факел аварийного сжигания газа;
- емкость сбора конденсата;
- нефтенасосная;
- насосы перекачки нефти.

Станция насосная откачки стоков:

- насосы откачки пластовой воды.

Площадка ввода реагентов:

- блочная установка дозирования реагентов (БДР).

Площадка дренажных емкостей:

- емкости дренажные.

Узлы учета:

- узел учета нефти (УУН);
- узел учета газа (УУГ);
- узел учета воды (УУВ).

Технологические трубопроводы.

Противопожарное оборудование:

- противопожарная насосная с насосами подачи воды;
- блок-бокс противопожарного инвентаря;
- резервуары противопожарного запаса воды;
- емкости хранения запаса пенообразователя;
- пожарные гидранты.

Кустовая насосная станция.

14.4.2. Принципиальная схема сооружений

14.4.3. Этапы предварительной подготовки, технические характеристики применяемого оборудования, используемые химреагенты

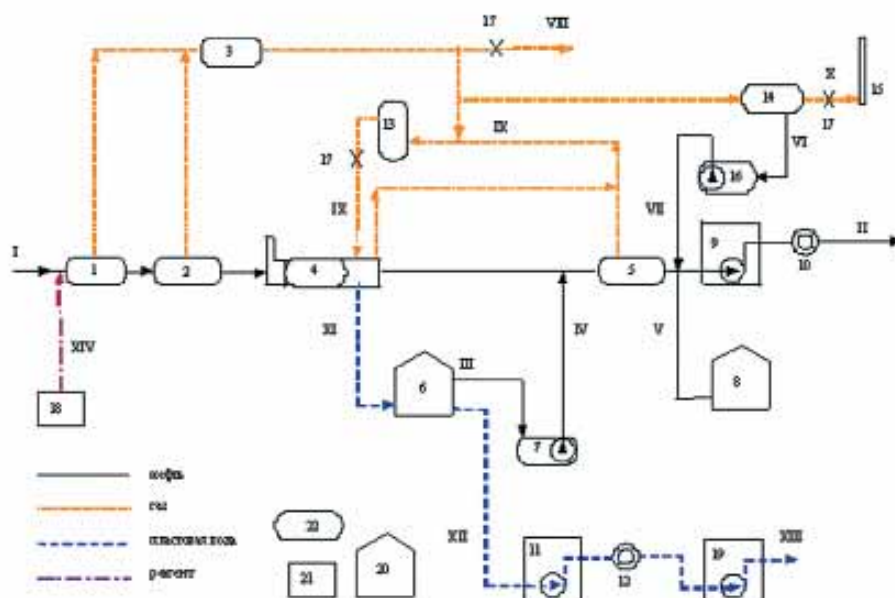


Рис. 5. Схема предварительной подготовки нефти на комплексе сооружений ДНС – УПСВ – КНС:

1 – предварительный сепаратор; 2 – сепаратор первой ступени; 3 – газосепаратор; 4 – трехфазный сепаратор «Хитер-Тритер»; 5 – сепаратор-буфер; 6 – ОРВС; 7 – емкость сбора нефти с насосом; 8 – АРВС; 9 – нефтенасосная; 10 – УУН; 11 – станция насосная откачки стоков; 12 – УУВ; 13 – сепаратор центробежный вертикальный; 14 – сепаратор факельный; 15 – факел аварийного сжигания газа; 16 – емкость сбора конденсата; 17 – УУГ; 18 – БДР; 19 – КНС; 20 – резервуар противопожарного запаса воды; 21 – противопожарная насосная; 22 – емкость хранения пенообразователя; I – продукция с кустов скважин; II – нефть на ЦПС; III – нефть в емкость сбора нефти; IV – нефть в сепараторы-буферы; V – нефть в (из) АРВС; VI – газовый конденсат в емкость сбора конденсата; VII – конденсат на вход насосов перекачки нефти; VIII – газ на ГТЭС, ГПЭС, КС; IX – газ на собственные нужды; X – газ на факел; XI – подтоварная вода в ОРВС; XII – подтоварная вода на вход насосов откачки стоков; XIII – подтоварная вода на кусты скважин; XIV – реагент-деэмульгатор во входной трубопровод на ДНС.

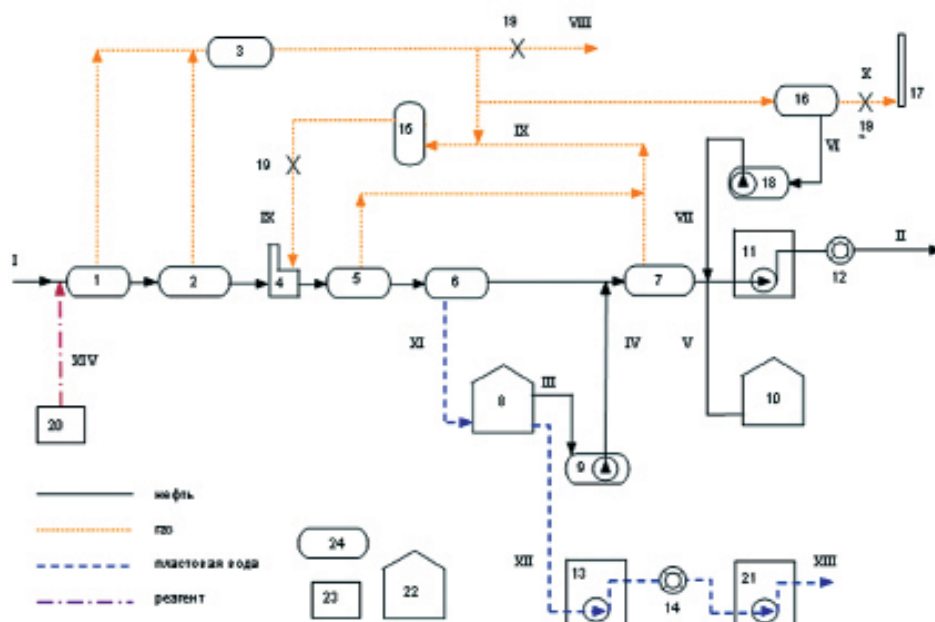


Рис. 6. Схема предварительной подготовки нефти на ДНС – УПСВ с предварительными сепараторами и печами ПТБ:

1 – предварительный сепаратор; 2 – сепаратор первой ступени; 3 – газосепаратор; 4 – ПТБ; 5 – сепаратор горячей ступени; 6 – ОГ; 7 – сепаратор-буфер; 8 – ОРВС; 9 – емкость сбора нефти с насосом; 10 – АРВС; 11 – нефтенасосная; 12 – УУН; 13 – станция насосная откачки стоков; 14 – УУВ; 15 – сепаратор центробежный вертикальный; 16 – сепаратор факельный; 17 – факел аварийного сжигания газа; 18 – емкость сбора конденсата; 19 – УУГ; 20 – БДР; 21 – КНС; 22 – резервуар противопожарного запаса воды; 23 – противопожарная насосная; 24 – емкость хранения пенообразователя; I – продукция с кустов скважин; II – нефть на ЦПС; III – нефть в емкость сбора нефти; IV – нефть в сепараторы-буферы; V – нефть в (из) АРВС; VI – газовый конденсат в емкость сбора конденсата; VII – конденсат на вход насосов перекачки нефти; VIII – газ на ГТЭС, ГПЭС, КС; IX – газ на собственные нужды; X – газ на факел; XI – подтоварная вода в ОРВС; XII – подтоварная вода на вход насосов откачки стоков; XIII – подтоварная вода на кусты скважин; XIV – реагент-деэмульгатор во входной трубопровод на ДНС.

14.4.3.1. Описание потока сырья ДНС – УПСВ с трехфазными сепараторами «Хитер-Тритер»

Продукция скважин с кустовых площадок поступает в предварительные сепараторы и далее, в сепараторы I ступени, где происходит первичная сепарация газа. Уровень жидкости в сепараторах I ступени поддерживается регулирующими клапанами, установленными на трубопроводах выхода жидкости из сепараторов.

Частично разгазированная нефтегазоводяная смесь поступает в трехфазные сепараторы типа «Хитер-Тритер» через входной штуцер в верхней части аппарата во входную секцию установки, где происходит первичное

отделение газа от жидкости. С 2009 года начали использоваться установки со смонтированным внутри аппарата входным распределителем потока. Он представляет собой заглушенную с одной стороны трубу с отверстиями, расположенными напротив межтрубного пространства жаровых труб для удаления из него осаждающегося твердого осадка. Отделенный газ поднимается в верх установки и через экстрактор влаги поступает к выпускному газовому патрубку. В экстракторе влаги вся жидкость, содержащаяся в газе, коагулируется и сливается с жидкой фазой. Далее газ проходит через клапан обратного давления, который регулирует рабочее давление в аппарате. Эмульсия, нефть и подтоварная вода спускаются по стенкам жаровых труб и переливаются через перегородку, предотвращающую образование каналообразного потока нефти или эмульсии. Подтоварная вода собирается на дне аппарата под жаровыми трубами в отстойной секции. Нагревание эмульсии при ее прохождении вокруг жаровых труб вызывает быстрое коагулирование капель воды и разбивание эмульсии. Капли влаги, выделившейся из эмульсии, оседают на дне емкости и соединяются со свободной водой, осевшей без подогрева. Кроме того, нефть и эмульсия, проходя над жаровыми трубами, вымывают образовавшиеся на них осадки и накипь.

Температура в жаровых трубах или топке поддерживается путем сжигания газа, выделившегося из потока входящей продукции. Если этого газа недостаточно для поддержания необходимой температуры, то в топку подается газ с узла сепарации ДНС. Аппарат оснащен регуляторами и приборами, обеспечивающими контроль пламени и температуры.

Нефть поднимается через отстойный отсек, где за счет гравитации из нее выходит вся оставшаяся вода. Оставшаяся водонефтяная эмульсия протекает через пластинчатый отсек аппарата (коалесцер). Пластинчатый отсек состоит из множества расположенных друг над другом рифленых полипропиленовых пластин.

В условиях ламинарного потока капли нефти поднимаются и скапливаются на пластинах. Затем эти капли коагулируются и образуют нефтяную пленку на поверхности полипропиленовых пластин. Применение близко расположенных рифленых пластин создает большую площадь для коагуляции, на которой собираются капельки нефти, и этот отсек способствует большому столкновению капель. Отделенная нефть поднимается вверх и поступает в сборный отсек. Нефть выводится из аппарата через выпускной клапан-регулятор. Вода, оседающая за счет гравитации, соединяется со свободной водой на дне емкости и выводится из аппарата через клапаны-регуляторы.

Подогретая частично обезвоженная нефть из трехфазного сепаратора поступает в сепараторы-буферы, где происходит дальнейшее разгазирование нефти. В нормальном режиме нефть из сепараторов-буферов поступает на прием насосов откачки нефти ДНС. При работе в этом режиме газ из сепараторов-буферов поступает на топливные нужды.

В аварийном режиме нефть из сепараторов-буферов поступает в аварийный резервуар. В этом режиме газ полностью сбрасывается на факел.

Уровень жидкости в сепараторах-буферах поддерживается регулирующими клапанами либо системой автоматического управления с частотно-регулируемыми электроприводами регулированием скорости электродвигателей насосных агрегатов.

С выхода насосов нефть поступает на узел учета нефти и далее, по напорному нефтепроводу на ЦПС.

14.4.3.2. Отвод газа

Нефтяной попутный газ, выделившийся в предварительных сепараторах и сепараторах I ступени, поступает в горизонтальные газосепараторы для очистки от капельной жидкости и далее, через узел учета газа в систему газопроводов, для транспортировки на ГТЭС, ГПЭС, КС и на собственные нужды. Газ, используемый в качестве топлива (собственные нужды), подается на площадку подготовки топливного газа в центробежный вертикальный газосепаратор, где происходит дополнительная очистка от капельной жидкости.

Газ, выделившийся в трехфазных сепараторах «Хитер-Тритер», поступает в сепараторы-буферы.

Все сепараторы снабжены предохранительными клапанами (СППК). В случае срабатывания СППК газ по газопроводу подается на факел аварийного сжигания газа.

14.4.3.3. Сброс пластовой воды

Подтоварная вода из аппаратов «Хитер-Тритер» поступает на очистные сооружения (ОРВС), где происходит очистка воды от нефтепродуктов. Для улучшения качества воды используются два ОРВС, работающих последовательно.

После динамического отстоя, очищенная пластовая вода из резервуаров самотеком поступает в насосную очищенных стоков на вход насосов, с выхода которых через узел учета воды поступает на прием насосов КНС.

Уловленная нефть из ОРВС поступает на прием насосов откачки нефти и откачивается на ЦПС через узел учета нефти.

14.4.3.4. Система подачи топливного газа на газовые горелки секции нагрева трехфазного сепаратора

Газ для горелок отбирается либо из аппарата (выделившийся из нефти попутный газ), либо используется альтернативный источник.

Для того чтобы в систему подачи топливного газа аппаратов не попала капельная жидкость (нефть, конденсат), газ проходит сначала через скруббер топливного газа, расположенный внутри блока управления. Скруббер оснащен датчиком предельного уровня конденсата, который отсекает подачу топливного газа при наполнении скруббера жидкостью. Скруббер также оснащен выносной уровнемерной колонкой и дренажным клапаном для периодического слива собирающейся жидкости.

Из скруббера газ поступает на две главные горелки через клапан-регулятор, который снижает давление в системе до необходимого. Подача топливного газа в главные горелки в топке осуществляется через два

параллельно работающих отсекающих клапана, контрольные клапаны и ручные отсекающие клапаны. Контрольные клапаны управляются регуляторами температуры, чувствительный элемент которых установлен около жаровых труб в установке. Контрольные клапаны открываются и закрываются в зависимости от повышения или понижения температуры в нагревательной секции аппарата и тем самым контролируют подачу топливного газа в горелки топок.

Установка оснащена двумя горелками, и каждая из них контролируется одним регулятором температуры. Топливный газ на пилотные (запальные) горелки проходит через регулятор давления газа. Затем топливный газ на каждый пилот проходит через отсекающий клапан и ручной отсекающий клапан, которые осуществляют контроль подачи газа в горелки. Каждая горелка оснащена одним пилотом.

14.4.3.5. Сепараторы нефтегазовые типа НГС

Назначение: для дегазации непенистых нефтей и очистки попутного газа в установках сбора и подготовки нефти.



НГС – нефтегазовый сепаратор; II – тип конструктивного исполнения;
П – наличие пеногасителя; 1,6 – условное давление ряда, МПа; 2 400 – внутренний диаметр, мм; 2 – материальное исполнение;
Т – наличие термообработки; И – наличие теплоизоляции

Техническая характеристика сепараторов нефтегазовых типа НГС

Параметры		Шифр аппарата											
		2 000						2 400					
Внутренний диаметр, мм		86–430						160–800					
Объемная производительность		по нефти, м³/ч						по газу, м³/ч					
		НГС 0,6-2000	НГС 1,0-2000	НГС 1,6-2000	НГС 2,5-2000	НГС 4,0-2000	НГС 6,3-2000	НГС 0,6-2400	НГС 1,0-2400	НГС 1,6-2400	НГС 2,5-2400	НГС 4,0-2400	
Давление, МПа		рабочее P						расчетное P _р					
		пробное при гидравлическом испытании P _{гпр}						рабочая среды t					
		расчетная стенки t _p						минимальная допустимая стенки аппарата, находящегося под давлением, t _{гпр}					
Температура, °С		для аппарата из стали марки 16ГС – до минус 30, из стали 09Г2С – от минус 30 до минус 60											
Среда, характеристика среды		класс опасности 2 ГОСТ 12.1.007-76, категория и группа взрывоопасности-IIA-T3 ГОСТ 12.1.011-78 нефть, попутный газ											
Унос жидкости газом, г/ м³		до 0,1											
Унос свободного газа жидкостью, %		до 1											
Прибавка на коррозию, мм		2											
Номинальный объем		25						50					
Группа аппарата для контроля сварных соединений		1											
Срок службы, лет		20											
Масса, кг	тип I	6 630	7 630	8 440	11 610	16 080	27 200	9 490	11 240	14 390	19 760	29 300	
	тип I-П	7 530	8 540	9 350	12 510	16 990	28 100	10 700	12 550	15 700	21 070	30 610	
	тип II	6 350	7 360	8 170	11 230	15 630	26 670	9 190	10 880	13 640	19 240	28 400	
	тип II-П	7 250	8 260	9 070	12 040	16 530	27 570	10 400	12 190	14 950	20 550	29 710	

Параметры		Шифр аппарата									
		НГС 0,6-3000	НГС 1,0-3000	НГС 1,6-3000	НГС 2,5-3000	НГС 4,0-3000	НГС 0,6-3400	НГС 1,0-3400	НГС 1,6-3400	НГС 2,5-3400	НГС 4,0-3400
Внутренний диаметр, мм		3 400									
Объемная производительность	по нефти, м³/ч	300–1500									
	по газу, м³/ч	450–2 250									
		124 000	140 000	188 000	134 000	330 000	165 000	187 000	251 000	312 000	440 000
		0,4	0,8	1,4	2,2	3,6	0,4	0,8	1,4	2,2	3,6
Давление, МПа	рабочее P_p	0,6	1,0	1,6	2,5	4,0	0,6	1,0	1,6	2,5	4,0
	расчетное P_p										
	пробное при гидравлическом испытании $P_{пр}$	0,7	1,2	1,9	3,0	4,7	0,7	1,2	1,9	3,0	4,7
Температура, °С	рабочая среды t	От 0 до 100									
	расчетная стенки t_p	100									
	минимальная допустимая стенки аппарата, находящегося под давлением, t_{min}	для аппарата из стали марки 16ГС – до минус 30, из стали 09Г2С – от минус 30 до минус 60									
Среда, характеристика среды		нефть, попутный газ									
Унос жидкости газом, г/м³		класс опасности 2 ГОСТ 12.1.007-76, категория и группа взрывоопасности-IIA-T3 ГОСТ 12.1.011-78									
Унос свободного газа жидкостью, %		до 0,1									
Прибавка на коррозию, мм		до 1									
Номинальный объем		2									
Группа аппарата для контроля сварных соединений		100									
Срок службы, лет		1									
Масса, кг	тип I	20									
	тип I-П	15 840	18 210	22 340	36 110	53 910	28 100	31 550	41 090	56 800	98 100
	тип II	19 680	22 050	26 180	39 950	57 750	31 930	35 380	44 920	60 630	101 930
	тип II-П	15 360	17 740	19 990	35 670	52 740	27 110	30 560	40 100	55 260	95 750
		192 200	21 580	23 830	39 510	56 580	30 940	34 390	43 930	59 100	99 570

Отстойник нефти ОГ 200ПК-1-2(1) ТУ 3617-141-00217298-2001 предназначен для отстоя нефтяной эмульсии на установках подготовки нефти.

Материальное исполнение	1	2
Средняя температура самой холодной пятидневки, °С	минус 40	минус 60
Минимальная допустимая температура стенки, °С	минус 30	минус 60
Материал основных деталей	16ГС-6 ГОСТ 5520-79	09Г2С-8 ГОСТ 5520-79

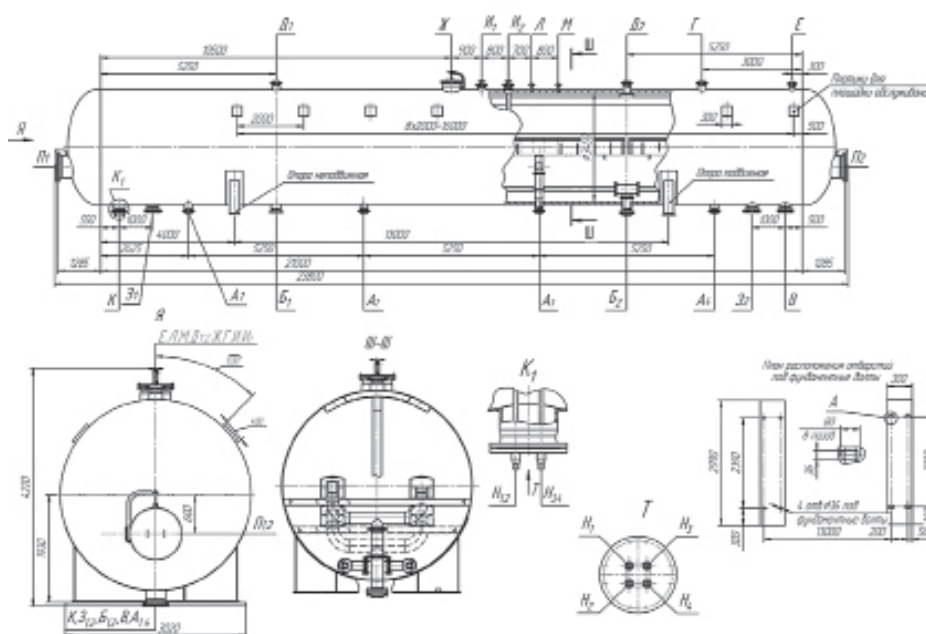


Рис. 8. Отстойник нефти ОГ 200ПК-1-2(1) ТУ 3617-141-00217298-2001

Об.	Назначение	Кол.	Проход условный $D_{\text{у}}$, мм	Вылет	Давление условное $P_{\text{у}}$, МПа	Тип уплотнительной поверхности
A _{1...4}	Ввод эмульсии	4	200	200	1,6	Выступ-впадина
B _{1,2}	Дренаживание пластовой воды	2	300	220		
B	Для откачки	1	300			
Г	Для предохранительного клапана	1	200	200		
D _{1,2}	Вывод нефти	2	200			
Е	Воздушник	1	100	190		

Об.	Назначение	Кол.	Проход условный D_y , мм	Вылет	Давление условное P_y , МПа	Тип уплотнительной поверхности
Ж	Люк	1	500	220		Выступ-впадина
$З_{1,2}$	Для удаления шлама	2	300	200		
$И_{1,2}$	Для межфазного регулятора уровня	1	150/100	200/120	1,6/4,0	
К	Для пробоотборников	1	300	220	1,6	
Л	Для манометра	1	50/27×2	180	4,0	
М	Для термометра	1	50/Rcl/2	195		
$Н_{1...4}$	Для отбора проб	4	20	100	-	
$П_{1,2}$	Люк-лаз	2	800	—	1,6	

Таблица 4

Техническая характеристика

*Производительность по нефтеводяной смеси, м³/сут	10 000–12 000
Содержание воды в нефти на выходе из отстойника, %	5–10
Давление рабочее, МПа, не более	0,8
Давление расчетное, МПа	1,0
Давление пробное при гидроиспытании, МПа	1,3
Рабочая температура среды, °С, не более	100
Расчетная температура стенки, °С	100
Минимально допустимая температура стенки аппарата, находящегося под давлением, °С	минус 60
**Среда	нефть, пластовая вода, попутный газ
Характеристика среды	токсичная класс опасности 3 по ГОСТ 12.1.007-76 категория взрывоопасности-IIA по ГОСТ Р 51330.11-99 группа взрывоопасной смеси Т3 по ГОСТ Р 51330.5-99, пожароопасная
Вместимость, м³	200
Группа аппарата по ОСТ 26 291-94	1
Прибавка для компенсации коррозии, мм	4
Расчетный срок службы, лет	10
Сейсмичность, балл по шкале MSK-64, не более	6
Расчетное число циклов нагружения	1 000
Материал основных деталей	09Г2С-6 ГОСТ 5520-79
Отстойник оснащается скобами для крепления теплоизоляции по ГОСТ 17314-81	
Масса аппарата, кг, не более	50 000
Масса аппарата при гидроиспытании, кг, не более	250 000

Примечание: * — изменяется в зависимости от рабочей температуры среды и стойкости эмульсии.

** — содержание воды до 95%.

14.4.3.7. Факельные системы

Таблица 5

Основные типоразмеры факельных систем СФНР

Показатель	СФНР-50	СФНР-75	СФНР-100	СФНР-150	СФНР-200	СФНР-250	СФНР-300	СФНР-350
Максимальное кол-во сжигаемого газа, тыс. м³/сут.	25	45	61	146	256	402	585	792
Потеря давления на оголовке, МПа	0,0066	0,0066	0,0066	0,0067	0,0065	0,0065	0,0067	0,0067
Расход продувочного газа, нм³/час	0,10	0,18	0,30	0,44	0,78	1,20	1,74	2,40
Кол-во дежурных горелок, шт.	1	1	1	1	1	2	2	2
Ду ствола, мм	100	100	100	150	200	300	300	400
Высота установки Н (max), м	10	10	10	15	15	20	20	20
Климатическое исполнение	ХЛ	ХЛ	ХЛ	ХЛ	ХЛ	ХЛ	ХЛ	ХЛ
Район по ветровой нагрузке (СНиП 2.01.07-85)	III	III	III	III	III	III	III	III
Район по сейсмичности (СНиП II-7-81)	6	6	6	6	6	6	6	6
Масса установки, кг	650	700	700	800	1 200	3 600	3 600	4 500
Кол-во ярусов растяжек, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1
Высота до яруса 1 h1, м	7,5	7,5	7,5	12	12	15	15	15
Высота до яруса 2 h2, м	—	—	—	—	—	—	—	—
Высота до яруса 3 h3, м	—	—	—	—	—	—	—	—
Высота до яруса 4 h4, м	—	—	—	—	—	—	—	—
Высота до яруса 5 h5, м	—	—	—	—	—	—	—	—
Усилие в растяжке, Н	3 000	3 000	3 000	5 000	8 500	11 000	11 000	30 000
Давление на фундаменте, Н/мм²	0,09	0,09	0,09	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Диаметр основания D, мм	400	400	400	400	500	720	720	900
Диаметр болтовой окружности D _б , мм	300	300	300	300	400	520	520	540
Кол-во анкерных болтов n, шт	4	4	4	4	4	8	8	10
Диаметр анкерного болта d _б , мм	M24	M24	M24	M24	M24	M24	M24	M24
Длина болта L, мм	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Высота выступающей части болта l, мм	360	360	360	360	360	360	360	360
Кол-во анкерных хомутов p, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3
Высота анкерного хомута B, мм	418	418	418	418	418	418	418	418
Высота выступающей части хомута c, мм	250	250	250	250	250	250	250	250
Радиус хомутовой окружности R _{окр} , мм	3 660	3 660	3 660	3 660	3 660	7 200	7 200	7 300
Ду оголовка, мм	50	75	100	150	200	250	300	350

Показатель	СФНР-400	СФНР-450	СФНР-500	СФНР-550	СФНР-600	СФНР-650	СФНР-700	СФНР-750
Максимальное кол-во сжигаемого газа, тыс. м³/сут.	975	1 210	1 460	1 870	2 130	2 550	2 940	3 290
Потеря давления на оголовке, МПа	0,0060	0,0057	0,0054	0,0055	0,0056	0,0056	0,0056	0,0055
Расход продувочного газа, нм³/ч	3,10	4,05	4,82	6,01	6,95	8,21	9,75	10,90
Кол-во дежурных горелок, шт.	2	2	2	3	3	3	3	3
Ду ствола, мм	400	500	500	600	600	700	700	800

Показатель	СФНР-400	СФНР-450	СФНР-500	СФНР-550	СФНР-600	СФНР-650	СФНР-700	СФНР-750
Высота установки H (max), м	20	25	25	30	30	35	35	35
Климатическое исполнение	ХЛ	ХЛ	ХЛ	ХЛ	ХЛ	ХЛ	ХЛ	ХЛ
Район по ветровой нагрузке (СНиП 2.01.07-85)	III	III	III	III	III	III	III	III
Район по сейсмичности (СНиП II-7-81)	6	6	6	6	6	6	6	6
Масса установки, кг	5 500	6 000	6 000	7 500	7 500	8 800	8 800	12 000
Кол-во ярусов растяжек, шт.	1	2	2	2	2	2	2	2
Высота до яруса 1 h_1 , м	15	20	20	24	24	29	29	29
Высота до яруса 2 h_2 , м	—	—	—	—	—	—	—	—
Высота до яруса 3 h_3 , м	—	—	—	—	—	—	—	—
Высота до яруса 4 h_4 , м	—	—	—	—	—	—	—	—
Высота до яруса 5 h_5 , м	—	—	—	—	—	—	—	—
Усилие в растяжке, H	30 000	35 000	35 000	39 000	39 000	41 000	41 000	60 000
Давление на фундаменте, Н/мм ²	0,11	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12	0,11
Диаметр основания D , мм	900	1 000	1 000	1 100	1 100	1 200	1 200	1 500
Диаметр болтовой окружности D_0 , мм	540	800	800	900	900	1 000	1 000	1 300
Кол-во анкерных болтов n , шт	10	12	12	12	12	12	12	16
Диаметр анкерного болта d_0 , мм	M24	M24	M24	M24	M24	M24	M24	M24
Длина болта L , мм	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Высота выступающей части болта l , мм	360	560	560	560	560	560	560	560
Кол-во анкерных хомутов p , шт	3	3	3	3	3	3	3	3
Высота анкерного хомута B , мм	418	418	418	418	418	418	418	418
Высота выступающей части хомута c , мм	250	250	250	250	250	250	250	250
Радиус хомутовой окружности $R_{окр}$, мм	7 300	9 600	9 600	11 250	11 250	14 000	14 000	14 000
Ду оголовка, мм	400	450	500		600	650	700	750

Показатель	СФНР-800	СФНР-850	СФНР-900	СФНР-950	СФНР-1000	СФНР-1050	СФНР-1200	СФНР-1350
Максимальное кол-во сжигаемого газа, тыс. м ³ /сут.	3 800	4 360	4 750	5 330	5 870	6 465	8 450	10 690
Потеря давления на оголовке, МПа	0,0055	0,0055	0,0055	0,0055	0,0055	0,0055	0,0055	0,0055
Расход продувочного газа, нм ³ /час	13,54	14,01	15,63	17,63	19,57	19,57	27,8	35,16
Кол-во дежурных горелок, шт.	3	3	3	3	3	3	4	4
Ду ствола, мм	800	900	900	1000	1000	1100	1200	1350
Высота установки H (max), м	35	40	40	50	50	50	65	80
Климатическое исполнение	ХЛ	ХЛ	ХЛ	ХЛ	ХЛ	ХЛ	ХЛ	ХЛ
Район по ветровой нагрузке (СНиП 2.01.07-85)	III	III	III	III	III	III	III	III
Район по сейсмичности (СНиП II-7-81)	6	6	6	6	6	6	6	6
Масса установки, кг	12 000	15 000	15 000	17 000	17 000	20 000	30 000	35 000
Кол-во ярусов растяжек, шт.	2	2	2	3	3	3	4	5
Высота до яруса 1 h_1 , м	29	36	36	44	44	44	60	74
Высота до яруса 2 h_2 , м	18	18	18	32	32	32	46	60

Показатель	СФНР-800	СФНР-850	СФНР-900	СФНР-950	СФНР-1000	СФНР-1050	СФНР-1200	СФНР-1350
Высота до яруса 3 h_3 , м	—	—	—	18	18	18	32	46
Высота до яруса 4 h_4 , м	—	—	—	—	—	—	18	32
Высота до яруса 5 h_5 , м	—	—	—	—	—	—	—	18
Усилие в растяжке, Н	60 000	74 000	74 000	85 000	85 000	105 000	160 000	175 000
Давление на фундаменте, Н/мм ²	0,11	0,12	0,12	0,12	0,12	0,13	0,16	0,16
Диаметр основания D , мм	1 500	1 600	1 600	1 700	1 700	1 800	1 900	2 100
Диаметр болтовой окружности $D_{\text{б}}$, мм	1 300	1 400	1 400	1 500	1 500	1 600	1 700	1 900
Кол-во анкерных болтов n , шт	16	16	16	18	18	18	20	20
Диаметр анкерного болта $d_{\text{б}}$, мм	M24	M36	M36	M36	M36	M36	M36	M36
Длина болта L , мм	1 100	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
Высота выступающей части болта l , мм	560	680	680	680	680	680	680	680
Кол-во анкерных хомутов p , шт.	3	3	3	6	6	6	6	9
Высота анкерного хомута B , мм	418	418	418	800	800	800	800	800
Высота выступающей части хомута c , мм	250	250	250	250	250	250	250	250
Радиус хомутной окружности $R_{\text{окр}}$, мм	14 000	16 850	16 850	21 200	21 200	21 500	28 600	35 700
Ду оголовка, мм	800	850	900	950	1 000	1 050	1 200	1 350

14.4.3.8. Электродегидратор

Электродегидратор ЭГ 200-10-4 предназначен для обессоливания и обезвоживания сырой нефти.

Пример условного обозначения для заказа: Электродегидратор ЭГ 200-10-4, ТУ 3683-140-00217298-2001.

Таблица 6

Техническая характеристика ЭГ 200-10-4

Давление, МПа	рабочее, не более	0,8
	расчетное	1,0
	пробное при гидроиспытании	1,43
Температура, °С	рабочая среды, не более	80
	расчетная стенки	100
	минимальная допустимая стенки аппарата, находящегося под давлением	–60
Среда	нефть, вода	
Характеристика среды	класс опасности 3 по ГОСТ 12.1.007-76 категория взрывоопасности IIA по ГОСТ Р 51330.11-99 группа взрывоопасности ТЗ по ГОСТ Р 51330.5-99, пожароопасная группа взрывоопасной смеси ТЗ по ГОСТ Р 51330.11-99	
Вместимость, м ³	200	
Группа аппарата по ОСТ 26 291-94	1	

Прибавка для компенсации коррозии, мм	4
Расчетный срок службы, лет	10
Сейсмичность, балл по шкале MSK-64, не более	6
Расчетное число циклов нагружения за весь срок службы, не более	1 000
Материал основных деталей	09Г2С-6 ГОСТ 5520-79
Масса аппарата при гидроиспытаниях, кг, не более	249 300
Масса аппарата, кг, не более	49 300

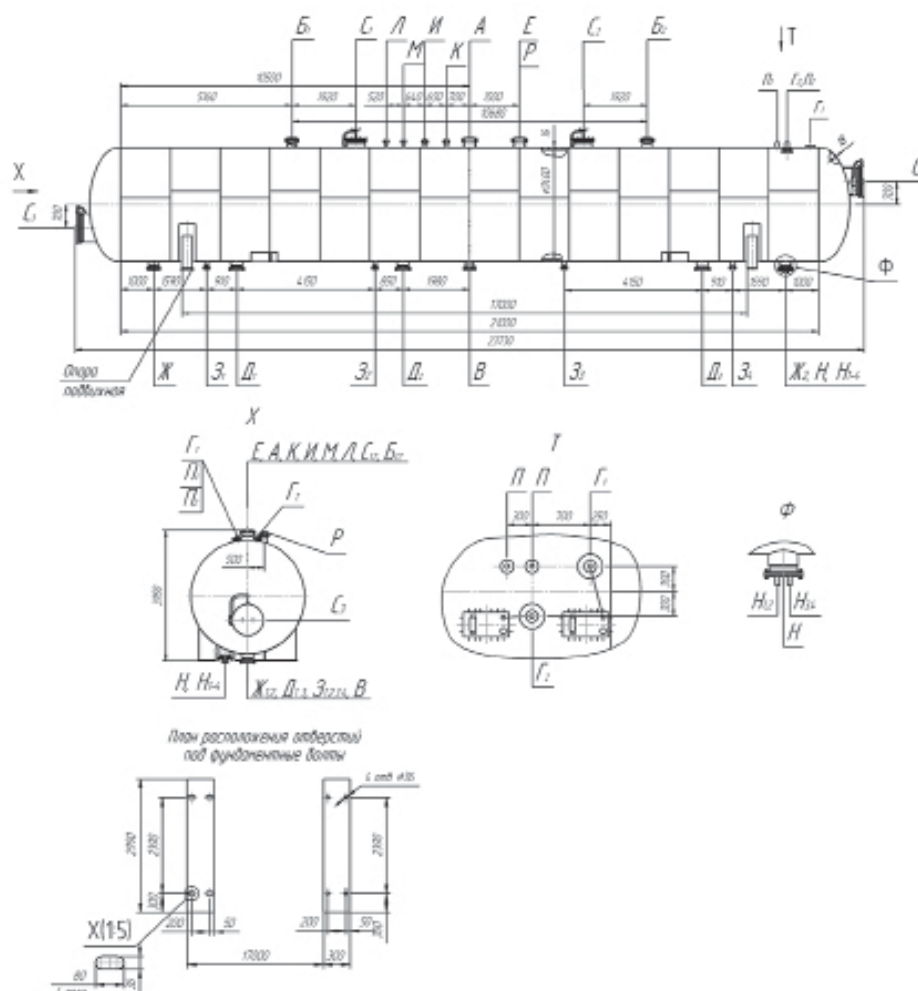


Рис. 9. Основные размеры электрогидратора ЭГ 200-10-4

14.4.3.9. Аппарат «Хитер-Тритер»

Таблица 7

Технологическая характеристика аппарата «Хитер-Тритер»

Параметр	Ед. изм.	70% воды от веса всей жидкости	90% воды от веса всей жидкости
Расход газа	м³/сут	136 364	45 454
Расход жидкости	т/сут	10 000	10 000
Расход нефти	т/сут	3 000	1 000
Расход воды	т/сут	7 000	9 000
Несвязанная вода (80% от общего веса)	м³/сут	5 606	7 208
Вода в эмульсии (80% от общего веса)	м³/сут	1 402	1 802
Эмульсия	м³/сут	4 957	2 987
Рабочее давление	кгс/см²	4	4
Перепад раб. температуры	°С	13,1	17,9
Температура на входе	°С	10–25	10–25
Температура на выходе	°С	23,1–38,1	28,1–42,9
Тепловая мощность	ккал/ч	1 732 500	1 732 500
Объем отстаивающейся воды	м³	18,2	18,2
Объем отстаивающейся нефти	м³	56,4	56,4
Время отстоя всей нефти	мин	22,8	68,5
Время отстоя эмульсии	мин	16,4	27
Время отстоя всей воды	мин	3,7	2,9
Время отстоя несвязанной воды	мин	4,7	3,6
Содержание воды в нефти на выходе из аппарата	% от общего объема	10 максимум	10 максимум
Содержание нефти в воде на выходе из аппарата	% от общей массы	<0,1	<0,1

Таблица 8

Технологическая характеристика аппарата «Хитер-Тритер»

Параметр	Ед. изм.	Значение
Размер емкости	мм	3 048×12 192
Расчетное давление	кгс/см²	7,03
Давление пробное при гидроиспытании	кгс/см²	10,55
Допустимая рабочая температура стенки аппарата, находящегося под давлением	°С	от –43 до +148,9
Размер жаровой трубы, D_j × толщина стенки	мм	749×15,9
Размер дымовой трубы, D_y × толщина стенки	мм	762×6
Размер корпуса, длина × ширина × высота	мм	6 096×3 175×3 607

14.4.3.10. Резервуары

Таблица 9

Техническая характеристика резервуаров

Номинальный объем, м³	Геометрические размеры, мм		Масса, т
	Диаметр	Высота	
100	4 730	5 960	8,5
200	6 630	5 960	11,5
300	7 580	7 450	14,5
400	8 530	7 450	15,8
700	10 430	8 940	24,5
1 000	10 430	11 920	30,0
2 000	15 180	11 920	52,0
3 000	18 980	11 920	77,0
5 000	20 920	14 900	120,0
10 000	28 500	17 880	225,0
20 000	39 900	17 880	405,0
30 000	45 600	17 880	625,0
50 000	60 700	17 880	960,0

14.4.3.11. Характеристика применяемых реагентов

Для улучшения процесса предварительного обезвоживания нефти применяются высокоактивные *дезэмульгаторы* – химические вещества, обладающие поверхностно-активными свойствами, уменьшающие поверхностное натяжение раздела фаз «нефть – вода», способствующие тем самым расслоению эмульсии.

Таблица 10

Реагент, характеристика	Dissolvan-V2830	СОНДЕМ 4401
Активная основа	неионогенное поверхностно-активное вещество в растворе смеси метанола и ксилола	смесь высокомолекулярных органических компонентов различных классов
Внешний вид	прозрачная светло-желтая жидкость	прозрачная жидкость от светло-желтого до светло-коричневого цвета со специфическим запахом
Плотность при 20 °С	940 кг/м³	910–990 кг/м³
Температура застывания	–58 °С	–45 °С
Температура вспышки	11 °С	Не ниже 4 °С
Температура кипения	65 °С	60 °С
Температура воспламенения	455 °С	400 °С
Вязкость при 20 °С	62 мПа·с	45 мПа·с
Содержание ПАВ, %	30	50–5
Класс опасности по ГОСТ 12.1.005-88	3	3
ПДК метанола в воздухе рабочей зоны	5 мг/м³	5 мг/м³

Для защиты трубопроводов от коррозии применяется ингибитор коррозии ЕС-1151М фирмы «Налко-Эксон» (Великобритания). Представляет собой смесь солей четвертичного аммониевого основания имидозолина и деэмульгатор в монобутиловом эфире этиленгликоля и метаноле, относится к классу водорастворимых/водораспределяемых, рекомендуется для защиты стали в водных минерализованных средах от углекислотной и сероводородной коррозии.

Внешний вид – прозрачная жидкость темно-коричневого цвета

Запах – спиртовой

Плотность при 15 °С – 900 кг/м³

Температура замерзания – 50 °С

Вязкость при 20 °С – 34 мПа · с

Температура кипения – 65 °С

Температура вспышки – 18 °С

ПДК в воздухе рабочей зоны согласно ГОСТ 12.1.005-88 по метанолу – 5 мг/м³

14.4.4. Требования к уровню предварительной подготовки нефти и подтоварной воды

Товарной продукцией ДНС-УПСВ является предварительно подготовленная нефть и подтоварная вода.

Согласно нормативным показателям степени подготовки нефть и подтоварная вода должна соответствовать нормам, указанным в таблице 11.

Таблица 11

№ п/п	Наименование показателей	Норма	Метод испытания
1	Подготовленная нефть		
1.1	Концентрация хлористых солей, мг/л не более	не нормируется	
1.2	Массовая доля воды, %, не более	до 10	ГОСТ 2477-65
1.3	Массовая доля механических примесей, %, не более	не нормируется	
2	Подтоварная вода		
2.1	Содержание нефтепродуктов: – на выходе из аппарата «Хитер-Тритер», мг/л – на выходе из резервуаров отстойников ОРВС, мг/л	до 1 000 до 60	ОСТ 39-225-88 ОСТ 39-225-88

14.4.5. Использование подтоварной воды

Подтоварная вода из аппаратов «Хитер-Тритер» либо из отстойников поступает на очистные сооружения (ОРВС), где происходит очистка воды от нефтепродуктов. Для улучшения качества воды используются два ОРВС, работающих последовательно. После динамического отстоя очищенная пластовая вода из резервуаров самотеком поступает в насосную очищенных стоков и насосами откачивается на КНС или в низконапорный водовод. Насосами КНС подтоварная вода по высоконапорным водоводам подается на кусты скважин для закачки в целях поддержания пластового давления.

14.5. Товарная подготовка нефти на ЦППН

14.5.1. Общие понятия о процессах, происходящих в ЦППН

Описание технологической схемы подготовки нефти

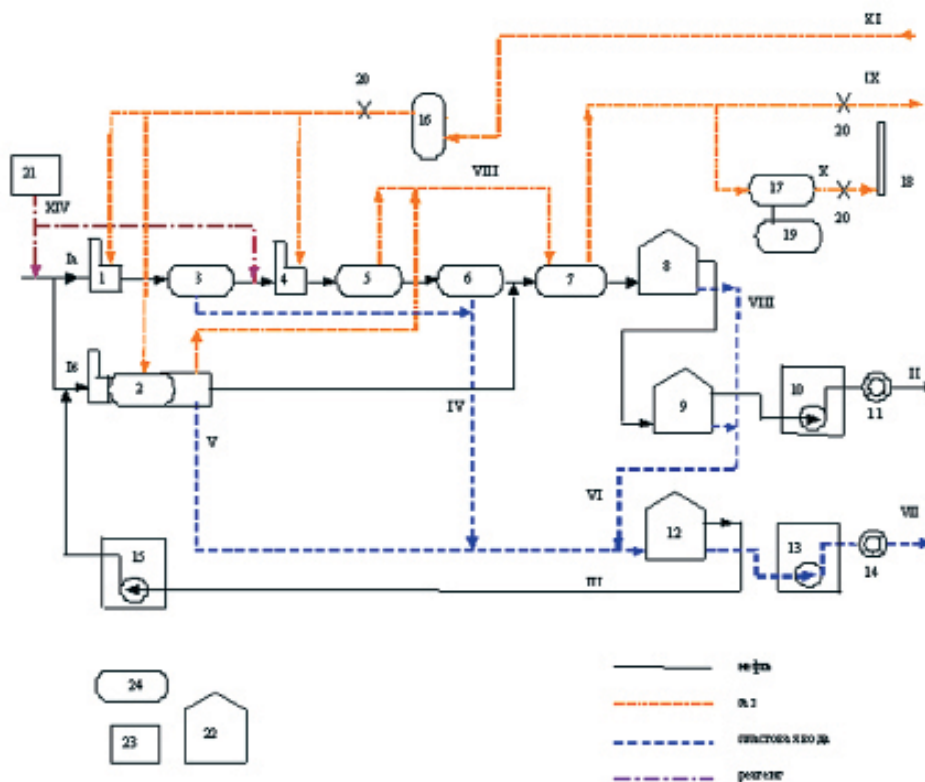


Рис. 10. Принципиальная технологическая схема подготовки нефти на КСП НГДУ:

1 – нагреватели первой ступени; 2 – электростатические аппараты «Хитер-Тритер»; 3 – отстойники первой ступени; 4 – нагреватели второй ступени; 5 – сепаратор горячей ступени; 6 – электродегидраторы; 7 – концевые сепараторы; 8 – технологические резервуары; 9 – товарные резервуары; 10 – насосная внешней откачки; 11 – узел учета нефти; 12 – очистные резервуары; 13 – насосная откачки подтоварной воды; 14 – узел учета воды; 15 – насосы откачки уловленной нефти; 16 – сепаратор центробежный вертикальный; 17 – сепаратор факельный; 18 – факел аварийного сжигания газа; 19 – емкость сбора конденсата; 20 – узел учета газа; 21 – блочная установка дозирования реагентов; 22 – резервуар противопожарного запаса воды; 23 – противопожарная насосная; 24 – емкость хранения пенообразователя;

Ia – нефть с ДНС-УПСВ (первый поток); Ib – нефть с ДНС-УПСВ (второй поток); II – нефть на ФКСУ; III – нефть в с очистных резервуаров; IV – вода с отстойников и электродегидраторов; V – вода с установок «Хитер-Тритер»; VI – вода с технологических и товарных резервуаров; VII – вода в систему ППД; VIII – газ с сепараторов горячей ступени и установок «Хитер-Тритер»; IX – газ на компрессорную; X – газ на факел; XI – газ с компрессорной на топливные нужды

Обводненная нефть с содержанием воды до 10% по трубопроводам при давлении до 6 кгс/см³ поступает в ЦППН и делится на два потока.

По первому потоку потока (на принципиальной схеме поток Ia) нефть попадает в нагреватели нефти первой ступени нагрева ПТБ-10, где нагревается до 25–45 °С. В приемный коллектор нагревателей подается реагент-деэмульгатор. Нагретая нефть направляется в параллельно работающие отстойники ОГ-200, где при давлении 3–6 кгс/см² осуществляется предварительный сброс до содержания воды не более 5%. Далее частично обезвоженная нефть подается на вторую ступень нагрева печи ПТБ-10. Перед нагревателями второй ступени также подается реагент-деэмульгатор. Далее нагретая нефть (не более 60 °С) направляется в сепараторы горячей ступени, в которых при давлении до 4,5 кгс/см³ отделяется газ. Газ отбирается с верхнего штуцера аппарата и направляется на концевые сепараторы. Сепарированная и горячая нефть из сепараторов горячей ступени с температурой до 60 °С поступает в электродегидраторы, где происходит окончательное обезвоживание нефти под воздействием электрического поля. В электродегидраторах поддерживается уровень раздела фаз в пределах 0,4–0,8 м. Подтоварная вода из электродегидраторов отбирается с нижнего уровня по маточному коллектору и направляется в очистные резервуары – для очистки воды от наличия остаточных нефтепродуктов методом отстоя. Очищенная подтоварная вода с содержанием нефтепродуктов не более 60 мг/л и механических примесей не более 40 мг/л отбирается с низа резервуара по распределительному коллектору и насосами откачивается в систему ППД. Нефтяная пленка отбирается через переточный стояк и насосами подается во входной трубопровод на ЦППН для повторной подготовки.

Подготовленная в электродегидраторах нефть разгазируется в концевых сепараторах. Нефть с концевых сепараторов поступает в технологические резервуары, затем через переточный стояк перетекает в товарные резервуары. Оттуда обессоленная, обезвоженная, стабилизированная нефть (по ГОСТ Р 51858-2002) по коллектору внешней перекачки поступает на прием насосной внешней откачки и через узел учета нефти перекачивается на ФКСУ по нефтепроводу внешнего транспорта. Выделяющийся газ идет на компрессорную станцию низких ступеней и подается для дальнейшего транспорта в систему сбора газа УВСИНГ.

В качестве топлива в нагревателях ПТБ-10 и аппаратах «Хитер-Тритер» используется осушенный газ с газокompрессорной станции.

По второму потоку (на принципиальной схеме – поток Ib) поступает в электростатические аппараты «Хитер-Тритер» ТИП-II производства компании СИВАЛС.

Установки представляют собой горизонтальные аппараты «Хитер-Тритер» типа II, в которых происходит нагрев до 60 °С, разгазирование, отстой и окончательное обезвоживание нефтяной эмульсии в электрическом поле высокого напряжения.

Нефтяная эмульсия, попутный газ входят в верхнюю часть аппарата. Жидкая фаза попадает во входную секцию установки, где происходит первичное отделение газа от жидкости. Отделенный газ поднимается вверх и

через выходной штуцер газа поступает к клапану-регулятору, контролирующему рабочее давление в аппарате.

Нефтяная эмульсия направляется вниз под жаровые трубы. Свободная вода, имеющаяся в жидкости, собирается на дне аппарата под жаровыми трубами, а нефть и эмульсия направляются вверх, омывая жаровые трубы, в отстойный карман аппарата. Капли воды, выделившиеся из эмульсии в результате нагрева, оседают на дне емкости и соединяются со свободной водой, которая осела без нагрева. Кроме того, нефть и эмульсия, проходя вокруг жаровых труб, вымывают образовавшиеся на них осадки и накипь.

Нефть поднимается снизу через слой эмульсии, где за счет гравитации из нее выделяется вся оставшаяся вода, затем поступает к секции коагуляции установки, где создается электрическое поле высокого напряжения. Электрическое поле способствует коагуляции остаточных капель воды, захваченных нефтью. Капли воды увеличиваются в размере и оседают за счет гравитации на нижнюю часть аппарата, соединяясь с основной массой воды. Чистая обезвоженная нефть собирается в специальный отсек и далее направляется к выходу из аппарата через нефтяной контрольный клапан. Подготовленная нефть с аппаратов попадает в концевые сепараторы и дальше, в резервуарный парк с последующей перекачкой насосами на ФКСУ.

Вода, отделившаяся от эмульсии в секции жаровых труб, соединяется со свободной водой в нижней части аппарата и проходит под распределяющий наконечник к секции с решетками. Весь объем воды протекает вдоль нижней части емкости к патрубкам выхода воды из аппарата и далее, через водяной клапан в приемный трубопровод очистных резервуаров с последующей откачкой в систему ППД.

Газ, выделившийся на аппаратах, поступает в концевые сепараторы и оттуда направляется по газопроводу на компрессорную низких ступеней.

14.5.2. Классификация и условное обозначение нефти.

Группы нефти

При оценке качества нефти подразделяют на классы, типы, группы, виды.

В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы (табл. 11).

Таблица 11

Классы нефти

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %	Метод испытания
1	Малосернистая	до 0,60 включ.	по ГОСТ 1437 по ГОСТ Р 51947
2	Сернистая	0,61–1,80	
3	Высокосернистая	1,81–3,50	
4	Особо высокосернистая	Св. 3,50	

По плотности, а при поставке на экспорт – дополнительно по выходу фракций и массовой доле парафина нефть подразделяют на пять типов (табл. 12): 0 – особо легкая; 1 – легкая; 2 – средняя; 3 – тяжелая; 4 – битуминозная.

Таблица 12

Типы нефти

Наименование параметра	Норма для нефти типа										Метод испытания
	0		1		2		3		4		
	для предприятий РФ	для экспорта	для предприятий РФ	для экспорта	для предприятий РФ	для экспорта	для предприятий РФ	для экспорта	для предприятий РФ	для экспорта	
1. Плотность кг/м³, при температуре:											
20 °С	не более 830,0		830,1–850,0		850,1–870,0		870,1–895,0		более 895,0		по ГОСТ 3900,
15 °С	не более 833,7		833,8–853,6		853,7–873,5		873,6–898,4		более 898,4		по ГОСТ Р 51947
2. Выход фракций, % об., не менее, до температуры:											
200 °С	–	30	–	27	–	21	–	–	–	–	–
300 °С	–	52	–	47	–	42	–	–	–	–	–
3. Массовая доля парафина, %, не более											
	–	6	–	6	–	6	–	–	–	–	по ГОСТ11851

Примечания.

1. Если нефть по одному из показателей (плотности или выходу фракций) относится к типу с меньшим номером, а по другому – к типу с большим номером, то нефть признают соответствующей типу с большим номером.
2. Нефти типов 3 и 4 при приеме в систему трубопроводного транспорта для последующей поставки на экспорт должны иметь норму по показателю 3 не более 6%.

По степени подготовки нефть подразделяют на группы 1–3 (табл. 13).

Таблица 13

Группы нефти

Наименование показателя	Норма для нефти группы			Метод испытания
1. Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0	по ГОСТ 2477
2. Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900	по ГОСТ 21534
3. Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05			по ГОСТ 6370
4. Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)			по ГОСТ 1756, ГОСТ 52340
5. Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, млн ⁻¹ (ppm), не более	10	10	10	по ГОСТ Р 52247

Примечание. Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому – к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.

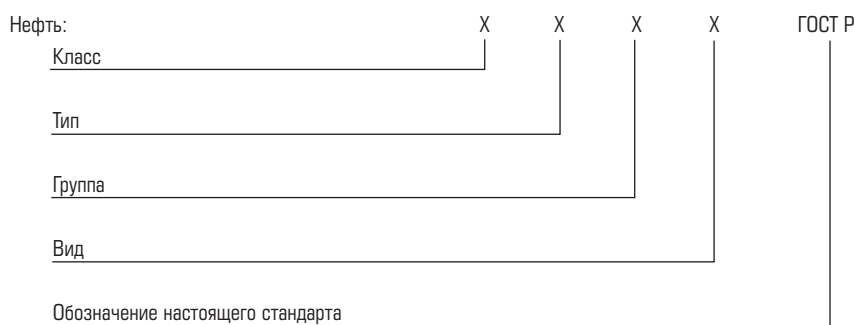
По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на 2 вида (табл. 14).

Таблица 14

Виды нефти

Наименование показателя	Норма для нефти вида		Метод испытания
	1	2	
1. Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20	100	по ГОСТ Р 50802
2. Массовая доля метил- и этилмеркаптана в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	40	100	

Условное обозначение нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти. При поставке нефти на экспорт к обозначению типа добавляется индекс «э». Структура условного обозначения нефти:

**Пример.**

Нефть с массовой долей серы 0,15% (класс 1); с плотностью при температуре 20 °С 811,0 кг/м³, при 15 °С 814,8 кг/м³ (тип 0); с массовой долей воды 0,05%, массовой концентрацией хлористых солей 25 мг/дм³, массовой долей механических примесей 0,02%, с давлением насыщенных паров 58,7 кПа (440 мм рт.ст.), с массовой долей органических хлоридов во фракции до температуры 204 °С 1 млн (группа 1); с массовой долей сероводорода 5 млн, легких меркаптанов 8 млн (вид 1) обозначается «Нефть 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858».

14.5.3. Транспорт нефти на КСП, напорные трубопроводы, контроль их состояния

Подготовленная нефть из товарных резервуаров по коллектору внешней перекачки поступает на прием насосной и насосами через УУН перекачивается на Федоровскую КСУ по нефтепроводу внешнего транспорта.

В процессе эксплуатации на внутренних стенках трубопроводов накапливаются различные отложения, способствующие увеличению затрат

на перекачку продукта, отрицательно влияющие на достоверность информации, получаемой при диагностическом обследовании линейной части трубопроводов внутритручными инспекционными снарядами, или делающие их пропуск невозможным.

Периодичность очистки трубопроводов очистными устройствами определяется индивидуально для каждого трубопровода в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемого продукта.

Косвенная оценка качества очистки определяется сравнением эффективного диаметра с эквивалентным или по степени увеличения пропускной способности трубопровода и снижения затрат электроэнергии на перекачку заданного объема продукта.

При снижении пропускной способности трубопровода в промежутках между периодическими очистками не более чем на 3% необходимо проводить внеочередные очистки.

14.5.4. Организация и порядок проведения работ по очистке внутренней полости напорных нефтепроводов

14.5.4.1. Порядок проведения работ по очистке трубопроводов

Для запуска и приема очистных устройств участки трубопровода должны быть оборудованы камерами пуска и приема. Расстояние между камерами пуска и приема не должно превышать 300 км (оптимальное расстояние 50–150 км).

Для контроля движения очистных устройств на камерах пуска/приема устанавливаются сигнализаторы их прохождения. Также на камерах пуска/приема должны быть установлены манометры.

Линейные задвижки, а также задвижки до и после камер пуска/приема должны быть исправны и должны иметь равнопроходное сечение с трубопроводом.

Очистные устройства, пропускаемые по трубопроводу, должны быть оснащены передатчиками для определения их местоположения в трубопроводе.

Подготовка трубопровода к проведению работ по очистке

Перед началом работ по очистке участка трубопровода необходимо по результатам пропуска скребка-калибра убедиться, что величина минимального проходного сечения, подвергаемого очистке участка трубопровода, составляет не менее 85% от его внешнего диаметра.

Пропуск скребка-калибра необходимо производить при подготовке к очистке участка трубопровода, на котором происходят отложения по опыту предыдущих пропусков скребка, а также участка, ранее не обследованного внутритручными инспекционными снарядами. По результатам пропуска скребка-калибра принимается решение о возможности пропуска очистных устройств.

Если минимальное проходное сечение меньше 85%, то необходимо принять меры по обнаружению месторасположения сужений путем пропуска профиломера и устранению этих сужений путем пропуска скребка-калибра.

Пропуск скребка-калибра оформляется соответствующим актом, результаты заносятся в Журнал учета очистки трубопровода.

До запуска очистного устройства должна быть произведена проверка всей трассы трубопровода, исправности, легкости полного открытия и закрытия линейных задвижек, а также задвижек камер пуска/приема. На ранее не обследованных трубопроводах необходимо проверить фактическое расположение относительно внутренней полости трубопроводов смонтированных патрубков под УЗТ, термокарманы, которые не должны препятствовать прохождению очистных устройств. Все неисправности должны быть устранены.

По всей трассе, а также в контрольных точках прохождения очистных устройств через 1 км должны быть установлены опознавательные знаки местонахождения трубопровода ($\pm 0,5$ м от оси трубопровода). Все неисправности должны быть устранены.

14.5.4.2. Организация очистки трубопроводов

Для производства работ по очистке трубопроводов должны быть разработаны и утверждены в установленном порядке мероприятия, в которых определяется порядок и последовательность подготовительных и основных работ по пуску, контролю прохождения и приему очистных устройств, а также приказом по управлению должны быть назначены ответственные лица за выполнение конкретных работ. На каждый трубопровод, подлежащий пропуску очистных и диагностических устройств, должен быть составлен ПЛВА на случай их застревания.

С работниками, непосредственно связанными с проведением работ по очистке, должны быть проведены занятия по изучению технологии очистки и обучению принципам работы и обращения с передатчиком и локатором.

Пуск очистного устройства разрешается только при наличии наряда-допуска, оформленного в соответствии п.10.26 РД 39-132-94.

Пропуск очистных устройств допускается при скоростях потока выше 0,3 м/с. Наилучшие условия для очистки обеспечиваются при скоростях потока до 2 м/с.

Минимальное время между запусками двух очистных устройств не регламентируется и определяется технологическими возможностям узлов пуска/приема очистных устройств. Допускается одновременный прием в камеру приема двух очистных устройств при наличии технологических и конструктивных возможностей узла приема очистных устройств.

Перед запуском очистного устройства необходимо проверить:

- готовность очистного устройства к пропуску;
- правильность установки передатчика на очистном устройстве и его работоспособность, а также исправность локаторов;
- исправность всех узлов и устройств камеры пуска, положение задвижек и сигнализаторов;
- готовность участка трубопровода к пропуску очистного устройства.
- обеспеченность и готовность аварийной бригады к выезду для устранения возможной нештатной ситуации.

14.5.4.3. Периодическая очистка трубопроводов

Периодическая очистка трубопроводов осуществляется поочередной запасовкой и пропуском последовательно двух типовых очистных скребков. Первое очистное устройство пропускается с байпасными отверстиями для осуществления размыва парафиносмолистых отложений и предупреждения образования парафиновой пробки.

Второе очистное устройство пропускается без байпасных отверстий.

АВТОМАТИЗАЦИЯ, МЕТРОЛОГИЯ, ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА И СВЯЗЬ

15

15.1.	Измерения. Основные понятия _____	654
15.2.	Типы и принцип действия приборов измерения давления _____	657
15.3.	Типы и принцип действия приборов измерения температуры _____	659
15.4.	Приборы измерения расхода жидкости и газа _____	663
15.5.	Приборы измерения уровня _____	672
15.6.	Приборы контроля взрывоопасных концентраций метана и опасных концентраций угарного газа _____	679
15.7.	Исполнительные механизмы систем регулирования и автоматики _____	682
15.8.	Информационно-технологические системы _____	682
15.9.	Автоматизированные групповые замерные установки _____	685
15.10.	Приборы измерения веса в бригадах КРС, ПРС _____	685
15.11.	Системы охранно-пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения _____	689
15.12.	Средства вычислительной техники _____	690

15. АВТОМАТИЗАЦИЯ, МЕТРОЛОГИЯ, ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА И СВЯЗЬ

15.1. ИЗМЕРЕНИЯ. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

15.1.1. Классификация видов измерений

Все измерения по общим приемам получения результатов классифицируются на прямые (непосредственные), косвенные, совместные и совокупные.

Прямое измерение – измерение, при котором искомое значение величины получают непосредственно. Например, измерение температуры воздуха термометром, давления – манометром.

Косвенное измерение – измерение, при котором значение физической величины определяют на основании результатов прямых измерений других физических величин, функционально связанных с искомой. Например, нахождение плотности тела по его массе и геометрическим размерам.

Совместные измерения – одновременные измерения двух или нескольких неоднородных величин для установления зависимости между ними.

Точность результата измерений – характеристика качества измерения, отражающая близость к нулю погрешности его результата (чем меньше погрешность измерения, тем больше его точность).

Погрешность результата измерений – отклонение результата измерения от истинного значения измеряемой величины. Различают основную и дополнительную погрешность средства измерения. Основная погрешность – это величина, характеризующая работу прибора в нормальных условиях, оговоренных ТУ. Дополнительная погрешность возникает при отклонении одной или нескольких влияющих величин от нормальных условий, оговоренных ТУ.

Различают три вида погрешности:

- *абсолютная погрешность* – разность между показаниями прибора и фактическим значением измеряемой величины;

- *относительная погрешность* – отношение абсолютной погрешности к фактическому значению измеряемой величины, выраженное в процентах;

- *приведенная погрешность* – отношение абсолютной погрешности к постоянной для данного прибора нормирующей величине (обычно к диапазону), выраженное в процентах.

Система единиц физических величин – совокупность основных и производных единиц, образованная в соответствии с принятыми принципами для заданной системы. Для обеспечения единства измерений важное значение имеет унификация единиц физических величин. В нашей стране введена Международная система единиц (SI). На ее основе разработан ГОСТ 8.417-2002 «ГСИ. Единицы физических величин». Наряду с этим допускается применение ограниченной совокупности внесистемных единиц.

Международная система единиц (SI) принята в октябре 1960 г. XI Генеральной конференцией по мерам и весам.

Основные единицы физических величин: метр, килограмм, секунда, ампер, кельвин, моль, кандела.

Дополнительные единицы SI: радиан, стерадиан.

15.1.2. Понятие и характеристики средств измерений

Средство измерений – это техническое средство (или комплекс технических средств), предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее или хранящее одну или несколько единиц физических величин, размеры которых принимаются неизменными в течение известного промежутка времени.

Измерительный прибор – средство измерений, предназначенное для получения значений измеряемой величины в установленном диапазоне. Как правило, измерительный прибор имеет устройства для преобразования измеряемой величины в сигнал измерительной информации и его индикации в форме, наиболее доступной для восприятия. Устройства для индикации часто содержат шкалу со стрелкой или другим указателем, диаграмму с пером или цифрууказатель, благодаря чему можно отсчитывать показания или регистрировать значения физической величины. В случае сопряжения прибора с компьютером отсчет производится с дисплея.

Диапазон измерений определяется нормативно-техническим документом (паспортом завода-изготовителя), в соответствии с которым изготавливается тот или иной прибор. Для каждого типа прибора устанавливается свой диапазон измерений.

Различают следующие типы приборов: показывающие, регистрирующие, суммирующие, прямого действия, сравнения.

Класс точности – обобщенная характеристика СИ, определяемая пределами допускаемых основных и дополнительных погрешностей, а также другими свойствами СИ, влияющими на его точность. Класс точности задается любым числом из размерного ряда: {1; 1,5; 2,0; 2,5; 3,0; 4,0; 5,0; 6,0} • 10ⁿ, где n=1; 0; -1; -2.

Проверка средств измерений – совокупность операций, выполняемых органами государственной метрологической службы (другими уполномоченными на то органами, организациями), с целью определения и подтверждения соответствия средства измерений установленным техническим требованиям.

Проверка распространяется на средства измерений, подлежащие государственному метрологическому контролю, перечень этих средств измерений на предприятиях ОАО «Сургутнефтегаз» определен техническим советом ОАО «Сургутнефтегаз» и утвержден главным инженером, все остальные средства измерений, не вошедшие в этот перечень, подлежат ведомственному метрологическому контролю и подвергаются калибровке метрологическими службами предприятий.

Калибровка средств измерений – совокупность операций, выполняемых с целью определения и подтверждения действительных значений метрологических характеристик и (или) пригодности к применению средств измерений, не подлежащих государственному метрологическому контролю и надзору.

15.1.3. Выбор средства измерения

Основными характеристиками средств измерений являются погрешности. Они наиболее существенно влияют на качество измерений, поэтому при выборе средств измерений их рассматривают в первую очередь. При выборе

средств измерений по точности необходимо учитывать требования к погрешности результата измерения и долю ее, приходящуюся на погрешность используемых средств измерений.

При выборе средства измерения для измерения технологических параметров необходимо учитывать возможность выполнения измерения средствами, построенными на разных физических принципах. Выбор оптимального средства измерения производится с учетом реальных условий технологического процесса и анализа факторов, создающих препятствия для выполнения измерений с требуемой точностью и надежностью.

В технологическом регламенте должно быть указано допустимое отклонение контролируемого параметра в единицах измеряемой величины или в процентах. При выборе измерительного прибора необходимо определить допускаемую погрешность измерения в контролируемом диапазоне и сравнить ее с допустимым отклонением, указанным в технологическом регламенте. В случае если погрешность прибора в указанном диапазоне меньше указанного отклонения в регламенте, то прибор выбран правильно. При обратном результате необходимо подобрать прибор с диапазоном измерения, более близким к контролируемому диапазону, и вновь произвести расчет погрешности.

15.1.4. Порядок ремонта, поверки и калибровки средств измерений в ОАО «Сургутнефтегаз»

В ОАО «Сургутнефтегаз» ремонт и калибровка средств измерений осуществляется лабораторией метрологии структурного подразделения, часть средств измерений ремонтируется и подвергается калибровке в базовой лаборатории метрологии ЦБПО ПРНСиНО ОАО «Сургутнефтегаз».

Государственная поверка СИ, входящих в область аккредитации службы метрологии ОАО «Сургутнефтегаз», проводится в аккредитованных лабораториях метрологии ОАО «Сургутнефтегаз»; остальные СИ и эталоны – в Сургутском отделе Госнадзора Тюменского центра метрологии, стандартизации и сертификации и в других органах Госстандарта России по договорам согласно графикам поверки.

Сдача средств измерений в ремонт и калибровку в лабораторию метрологии НГДУ производится подразделениями НГДУ согласно графикам калибровки, составленным подразделениями НГДУ и утвержденным в установленном порядке.

Все договоры на ремонт, поверку, калибровку формируются на основании графиков поверки, калибровки средств измерений, составленных подразделениями НГДУ. Графики поверки (калибровки) должны включать весь перечень средств измерений, имеющих в подразделении, так как приборы, не включенные в графики, не будут учтены при составлении договоров, в ремонт и поверку приниматься не будут из-за отсутствия средств по договорам.

Ответственность за составление графиков поверки (калибровки) возложена приказом по НГДУ на ответственных за состояние средств измерений по подразделениям НГДУ. Периодичность калибровки средств измерений устанавливается техническим советом ОАО «Сургутнефтегаз», периодичность поверки СИ устанавливается Госстандартом России.

15.2. ТИПЫ И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ПРИБОРОВ ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

15.2.1. Понятие о давлении и разрежении, приборы для измерения

Давлением называют отношение силы, действующей перпендикулярно поверхности, к площади этой поверхности.

Различают следующие виды давления: атмосферное, абсолютное, избыточное и вакуум (разрежение).

Атмосферное (барометрическое) давление – давление, создаваемое массой воздушного столба земной атмосферы.

Абсолютное давление – давление, отсчитанное от абсолютного нуля. За начало отсчета абсолютного давления принимают давление внутри сосуда, из которого полностью откачан воздух.

Избыточное давление – разность между абсолютным и барометрическим давлением.

Вакуум (разрежение) – разность между барометрическим и абсолютным давлением.

В Международной системе единиц за единицу давления принят Паскаль (Па) – давление, создаваемое силой в 1 Ньютон (Н), равномерно распределенной по поверхности площадью 1 м^2 , направленной перпендикулярно к ней. Внесистемные единицы измерения давления – кгс/см^2 , мм вод.ст., мм рт.ст. ($1 \text{ кгс/см}^2 = 9,8 \cdot 10^4 \text{ Па}$.)

15.2.2. Жидкостные приборы измерения давления

Принцип измерения жидкостных приборов измерения давления заключается в уравнивании измеряемого давления давлением столба жидкости, заливаемой в прибор, высота которого и является величиной, определяющей давление. Основным представителем данного вида приборов является U-образная измерительная трубка, которая применяется для измерения малых давлений и разрежений.

15.2.3. Приборы измерения давления на основе трубки Бурдона (манометры)

Принцип действия манометра основан на уравнивании силы, возникающей под воздействием измеряемого давления, силой упругости чувствительного элемента прибора. Наиболее распространенными приборами измерения давления являются пружинные манометры (с трубчатой одновитковой и многовитковой пружинами). Технические манометры имеют класс точности 1,5; 2,5; 4,0; контрольные – 0,6; 1,0; образцовые – 0,16; 0,25; 0,4. Верхние пределы измерений манометров в зависимости от их типов составляют: 0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60; 100; 160; 250; 400; 600; $1\,000 \text{ кгс/см}^2$.

Манометр (рис. 1) имеет резьбовой штуцер для подключения, трубчатую пружину (1), соединенную со штуцером, стрелку (6) и кинематический узел, состоящий из тяги (3), зубчатого сектора (4) и зубчатой шестерни (трибки) (5), закрепленной соосно со стрелкой (6), и противодействующей спиральной

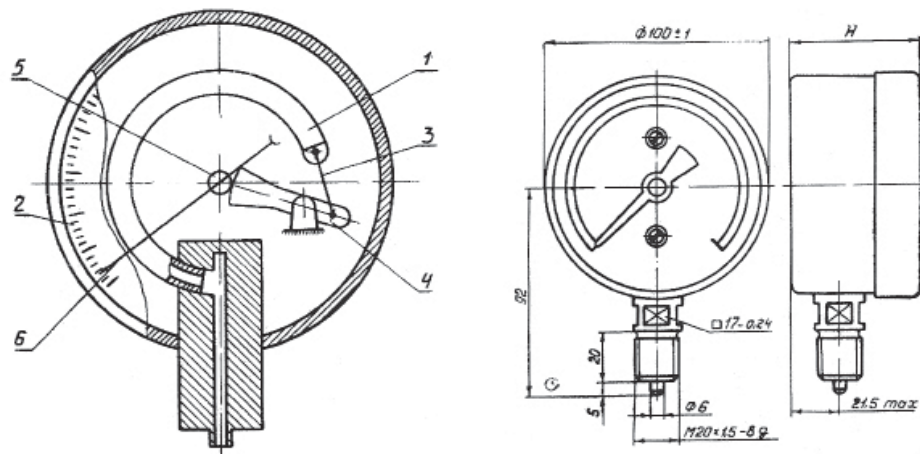


Рис. 1. Манометр



Рис. 2. Метран-150, Метран-55, Метран-100



Рис. 3. Элемер AIP-30, Элемер AIP-10L, Элемер AIP-20/M2

пружины (1). Под воздействием избыточного измеряемого давления трубчатая пружина деформируется (в пределах упругих деформаций), стремясь распрямиться. При этом свободный конец пружины, перемещаясь совместно с тягой (3), разворачивает относительно оси зубчатый сектор, который, в свою очередь, поворачивает на определенный угол зубчатую шестеренку (5) и стрелку (6) прибора.

Трубчатая пружина (1) в сечении имеет эллипсовидную или овальную форму, которая под воздействием измеряемого давления газа или жидкости стремится к окружности. В металле возникают механические напряжения, приводящие к деформации пружины, и сечение трубки будет стремиться к окружности.

При подаче на вход манометра избыточного давления трубка разжимается, а при подаче разрежения – сжимается.

15.2.4. Электрические приборы измерения давления

Электрические приборы используют для измерения давления различные электрические явления, связанные с изменением давления (пьезоэлектричество, изменение сопротивления проводников, емкости и др.). Основной характерной особенностью электрических приборов измерения давления является реализация в данных приборах выходного электрического сигнала, пропорционального давлению, который может быть передан на пульт оператора. Электрические приборы измерения давления обеспечивают на выходе один из стандартных электрических сигналов:

- ток – 4–20 мА, 0–20 мА, 0–5 мА;
- напряжение – 0–10 В, 0–1 В и др.

Электрические приборы измерения давления могут оснащаться индикаторными табло для контроля измеряемого параметра по месту установки. Основные типы применяемых электрических приборов измерения давления: Метран-55 (100, 150), Элемер АИР-10 (30), Сапфир-22 (рис.. 2, 3).

15.3. ТИПЫ И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ПРИБОРОВ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ

15.3.1. Жидкостные термометры

Жидкостно-стеклянные термометры представляют собой стеклянную трубку, внутри которой проходит капилляр, заканчивающийся книзу резервуаром, заполненным жидкостью (спирт, ртуть). При изменении температуры рабочая жидкость, расширяясь в резервуаре, поднимается по капилляру вверх тем выше, чем выше измеряемая температура.

15.3.2. Манометрические термометры

Манометрические термометры (рис.. 4, 5) представляют собой замкнутую систему, в которую входят: термобаллон, погружаемый в измеряемую среду, капилляр, упругая манометрическая пружина, рычажная система. При погружении термобаллона в измеряемую среду увеличивается (или уменьшается) давление в замкнутой системе, что вызывает деформацию манометрической пружины.



Рис. 4. ТКП-100, ТКП-160Сг-М2-УХЛ2

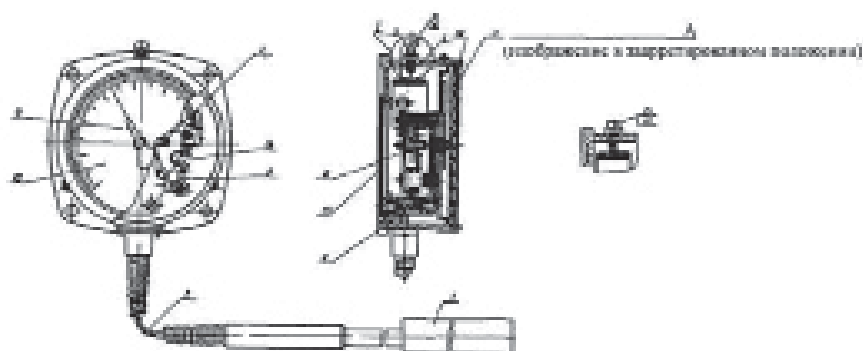


Рис. 5. Конструкция термометров:

- 1 – термобаллон; 2 – соединительный капилляр; 3 – пружина манометрическая;
- 4 – держатель; 5 – корпус; 6 – трибка; 7 – сектор; 8 – тяга; 9 – стрелка;
- 10 – циферблат; 11 – стекло; 12 – обечайка; 13 – скоба биметаллическая;
- 14 – шильдик; 15 – винт арретирования; 16 – гайка



Рис. 6. ТСМ, ТСП (Метран), ТСМУ, ТСПУ (Метран), ТСМ, ТСП, ТСМУ, ТСПУ, Элемер

15.3.3. Термометры сопротивления

Принцип действия термометра сопротивления (ТС) основан на свойстве металлов изменять свое электрическое сопротивление при изменении температуры. ТС – это чувствительный элемент (проводник или полупроводник), зависимость которого от температуры известна. Зная эту зависимость, можно, помещая термометр в среду с неизвестной температурой и измеряя его сопротивление, определить температуру среды. Сопротивление термометра измеряется вторичными приборами типа логометра и уравновешенного моста. Основной деталью ТС является каркас, на который наматывается проволока чувствительного элемента.

В зависимости от применяемых для изготовления материалов различают различные типы термометров сопротивления. Наибольшее применение нашли медные термометры сопротивления ТСМ и платиновые ТСП градуировки 50М, 100М и 50П, 100П соответственно (рис. 6). Номер градуировки означает сопротивление термометра (в Ом) при температуре 0 °С.

Термометры сопротивления могут комплектоваться нормирующим усилителем, который преобразует значение сопротивления в унифицированный токовый сигнал (4–20 мА, 0–20 мА, 0–5 мА) непосредственно в корпусе преобразователя. В маркировке таких датчиков присутствует буква «У». Маркировка данных преобразователей: ТСМУ (t1; t2), ТСПУ (t1; t2), где t1; t2 – нижнее и верхнее значение измеряемой температуры соответствующее минимальному и максимальному токовому сигналу.

15.3.4. Термопары

Принцип действия термоэлектрических датчиков основан на явлении термоэлектрического эффекта (ТЭ). Сущность ТЭ заключается в том, что в месте соединения двух проводников из разных металлов или сплавов возникает электродвижущая сила (ЭДС), называемая термодвижущей силой (ТЭДС). В замкнутой цепи, состоящей из двух или нескольких разнородных проводников, возникает электрический ток, если хотя бы два места соединения этих проводников имеют разную температуру.

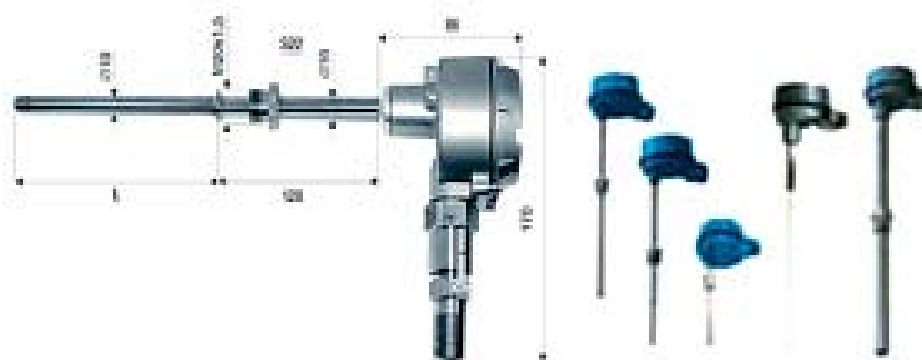


Рис. 7. ТП 2187/1 Элемер, ТХА, ТХК Метран

Термочувствительный элемент, состоящий из двух последовательно соединенных (спаянных) между собой разнородных проводников или (реже) полупроводников, называется термопарой. Нагреваемый спай термопары называется «горячим» (рабочим) концом, второй спай называется «холодным» (свободным).

Температура свободного конца термопары должна быть постоянной – для обеспечения правильных показаний измерительного прибора. Это достигается выносом свободного конца термопары (при помощи компенсационных проводников) дальше от нагрева агрегата, в место, где может быть обеспечена постоянная и низкая температура окружающей среды.

В зависимости от применяемых для изготовления термопар материалов различают термопары ТХА (хромель – алюминий), ТХК (хромель – копель) и др.

Термопары могут комплектоваться нормирующим усилителем, который преобразует значение ЭДС в унифицированный токовый сигнал (4–20 мА, 0–20 мА, 0–5 мА) непосредственно в корпусе преобразователя. В маркировке таких датчиков присутствует буква «У». Маркировка данных преобразователей: ТХАУ (t_1 ; t_2), ТХКУ (t_1 ; t_2), где t_1 ; t_2 – нижнее и верхнее значение измеряемой температуры соответствующее минимальному и максимальному токовому сигналу.

15.3.5. Биметаллические термометры

Принцип действия биметаллических термометров основан на изменении формы биметаллического чувствительного элемента при изменении температуры. Маркируются биметаллические термометры ТБ-х, где х – модификация.



Рис. 8. ТБ-4, ТБ-5

15.3.6. Применяемые датчики температуры в технологическом процессе

На объектах ОАО «Сургутнефтегаз» применяются следующие датчики температуры:

- термометры стеклянные – ртутные, спиртовые, биметаллические – устанавливаются для местной индикации температуры на оборудовании и трубопроводах УПН, УПСВ, ДНС, печах, в котельных и т.д.;

- термометры манометрические ТКП-СК, ТГП-СК – показывающие приборы, устанавливаются по месту. Контакты сигнального устройства используются в схемах сигнализации и блокировок; для контроля температуры реагента в БДР (БРХ), в некоторых случаях – для контроля температуры в дренажных емкостях, в котельных, ТГН, и объектах водоподготовки;

- термометры сопротивления типа ТСМ, ТСП используются для контроля температуры в комплекте с вторичными приборами УМС-З (4), ТМ5103, ИРТ, ТРМ и др. приборами на объектах ДНС, ЦППН, УПСВ, котельных и др. Контроль температуры подшипников насосных агрегатов всех типов выполнен именно на датчиках данного типа. Термометры сопротивления в комплекте с нормирующими усилителями (ТСМУ, ТСПУ) применяются в комплекте узлов учета нефти, газа, воды и т.д.;

- термопары типа ТХАУ (в комплекте с нормирующим усилителем) используются для контроля температуры на печах ПТБ-1О. Термопары типа ТХА, ТХК используются для контроля горения факелов, в некоторых случаях – для контроля температуры дымовых газов котлоагрегатов в комплекте с потенциометрами.

15.4. ПРИБОРЫ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА ЖИДКОСТИ И ГАЗА

15.4.1. Классификация расходомеров жидкости и газа

Для измерения расходов жидкостей и газов применяются технические устройства и комплексы называемые расходомерами. Различаются они принципом измерения и соответственно применимостью к измерению расхода тех или иных веществ. В основном применяются расходомеры следующих типов:

- объемные камерные датчики. Применяются для учета газа, потребляемого индивидуальными бытовыми и групповыми установками, небольшими котельными и т.п.;

- ротационные счетчики типа РГ-4О, РГ-400;
- турбинные (тахометрические) расходомеры;
- вихревые расходомеры;
- трубки Пито-Прандтля;
- ультразвуковые расходомеры;
- расходомеры переменного перепада;
- электромагнитные расходомеры;
- кориолисовые расходомеры.

Рассмотрим применяемые в ОАО «Сургутнефтегаз» расходомеры более подробно.

15.4.2. Тахометрические расходомеры

Принцип действия турбинных расходомеров и счетчиков заключается в преобразовании скорости потока жидкости и газа, проходящего через известное сечение трубопровода, в частоту вращения турбины, установленной в трубопроводе, которая, в свою очередь, преобразует ее в частоту электрических импульсов. Таким образом, принцип действия турбинных расходомеров основан на суммировании за определенный период числа обо-

ротов ротора в потоке жидкости. Преобразование частоты вращения ротора (турбинки) в последовательность электрических импульсов осуществляет магнитно-индукционный датчик (МИД).

Турбинные расходомеры с магнитно-индукционным преобразователем – «Норд», «МИГ», «PNF», «Смит» – получили широкое применение на оперативных и коммерческих узлах учета нефти в нефтедобывающей промышленности.

Механические турбинные счетчики жидкости TOP1-50, TOP1-80 используются в групповых замерных установках (рис. 9).



Рис. 9. Тор 1-50, СГ-ЭК, Комплект PNF

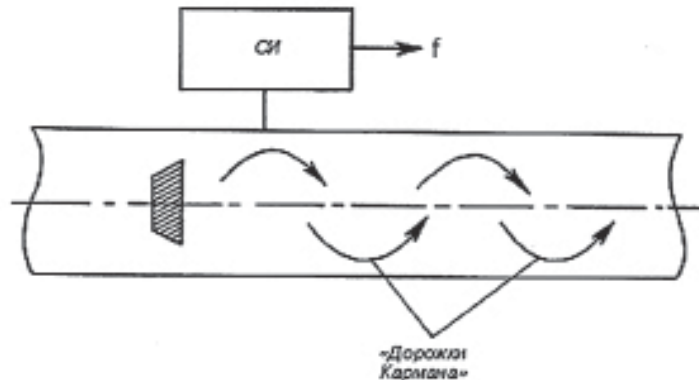


Рис. 10. Вихревой расходомер



Рис. 11. Метран-305ПР, ДРС.М, Dymetic-9421

Расходомер тахометрического типа СГ-ЭК со встроенным корректором применяется на узлах учета газа автоматизированных котельных.

Большое значение для обеспечения не только стабильности статической характеристики преобразователя расхода, но и длительного срока его службы имеет надежная работа опор. Условия их работы весьма тяжелые — высокая частота вращения турбинок, доходящая до нескольких сотен оборотов в секунду, и отсутствие в большинстве случаев подачи смазочного материала к подшипникам. Поэтому смазывающая способность измеряемого вещества весьма желательна. Но у сухих газов и кислот она полностью отсутствует. Изменение смазывающей способности измеряемой жидкости может оказывать влияние на характеристику расходомера.

Изменение температуры и давления, сопровождающееся изменением плотности и вязкости измеряемого вещества, будет влиять на градуировочную характеристику расходомера.

С уменьшением плотности проходящего через турбинный расходомер вещества уменьшается частота вращения турбинки и возрастает порог чувствительности, что обратно пропорционально квадратному корню из отношения плотностей.

15.4.3. Вихревые расходомеры

Принцип действия этих расходомеров основан на эффекте Кармена, заключающегося в том, что если в потоке жидкости или газа установить призму с острыми ребрами, например, треугольную в сечении, перпендикулярно к движущемуся потоку, то на этих ребрах происходит срыв потока с образованием вихрей, частота которых пропорциональна скорости потока (рис. 10).

Диапазоны измеряемых расходов вихревых расходомеров лежат в пределах от 0 до 50 000 м³/час в зависимости от типоразмера. Основная погрешность от 1 до 1,5%.

Основной областью применения вихревых расходомеров на объектах ОАО «Сургутнефтегаз» является измерение расхода воды (СВУ, ДРС.М, СЖУ, Метран-305ПР) (рис. 11).

Для измерения расхода газа в составе комплекта узла учета применяется расходомер ДРГ.М-160 (250) и др.

15.4.4. Трубки Пито-Прандтля

Для измерения малых расходов газа в трубопроводах большого диаметра могут быть использованы расходомеры скоростного напора — трубки Пито-Прандтля. Способ измерения основан на принципе измерения перепада давления, создаваемого между скоростным напором движущейся среды и статическим давлением в трубопроводе. Трубка устанавливается в трубопровод навстречу потоку на расстоянии от верхней образующей. Для измерения давлений и перепада давления используются дифференциальные микроманометры типа ММП-3, ММП-4.

15.4.5. Ультразвуковые расходомеры

Ультразвуковыми расходомерами называют расходомеры, принцип действия которых заключается в измерении какого-либо эффекта (в зависи-

мости от расхода), создающегося при прохождении акустических колебаний сквозь поток жидкости или газа. Большинство акустических расходомеров работают в ультразвуковом диапазоне.

Ультразвуковые расходомеры подразделяются на:

- расходомеры, работающие по принципу перемещения акустических колебаний движущейся средой;
- расходомеры, работающие на принципе эффекта Доплера.

Наибольшее применение получили расходомеры, сконструированные на принципе измерения разности времени прохождения акустических колебаний по направлению потока и против потока измеряемого вещества.

Приборы, в которых акустические колебания проходят перпендикулярно к потоку и измеряется величина отклонения этих колебаний от первоначального направления, встречаются редко.

Приборы, работающие на принципе эффекта Доплера, используются для измерения местной скорости потока, реже – для измерения расхода вещества и имеют более простые измерительные схемы.

Ультразвуковые расходомеры, как правило, используют для измерения объемного расхода вещества, но при добавлении в конструкцию расходомера, реагирующего на плотность измеряемого вещества акустического преобразователя, возможно измерение массового расхода. Погрешность измерения ультразвуковых расходомеров находится в пределах от 0,1 до 2,5%. Чаще всего такие расходомеры используют при измерении расхода жидкости, так как газы имеют низкое акустическое сопротивление и характеризуются сложностью получения интенсивных звуковых колебаний. Ультразвуковые расходомеры применяют для измерения расхода в трубах диаметром 10 мм и более.

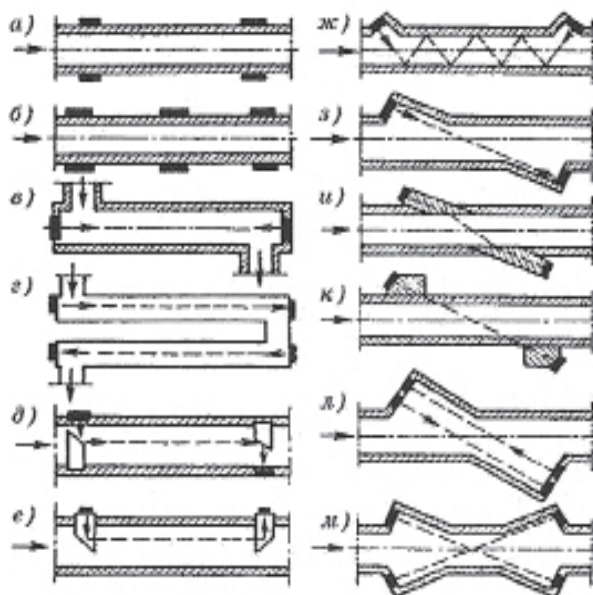


Рис. 12. Основные схемы преобразователей ультразвуковых расходомеров

Ультразвуковые расходомеры отличаются по устройству первичных преобразователей и по используемым измерительным схемам. Высокие частоты акустических колебаний (0,1–10 МГц) используются для измерения расхода чистых жидкостей. Для измерения загрязненных сред частоты колебаний значительно уменьшают до нескольких десятков кГц, чтобы предотвратить поглощение и рассеяние акустических колебаний. Длина волны должна быть в разы больше диаметра воздушных пузырей или твердых частиц. Для измерения расхода газов используют низкие частоты.

Преобразователь ультразвукового расходомера состоит из отрезка трубы, на котором установлено два или четыре пьезоэлемента, иногда используют дисковые пьезоэлементы диаметром d и толщиной a , дающие направленное излучение. Степень этой направленности зависит от волнового параметра. При больших диаметрах труб используют кольцевые излучатели и приемники.

15.4.6. Расходомеры переменного перепада

Принцип работы расходомеров переменного перепада давления основан на зависимости перепада давления, создаваемого устройством, установленным в трубопроводе, или же самим элементом трубопровода, от расхода газа, протекающего через это устройство.

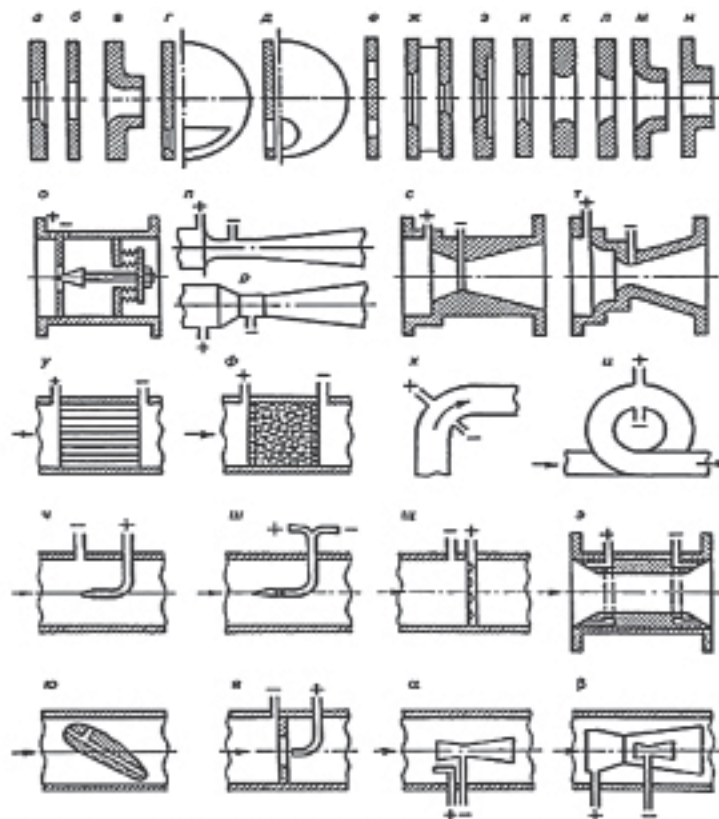


Рис. 13. Первичные преобразователи расходомеров переменного перепада давления

Самым распространенным сужающим устройством является стандартная диафрагма. Другие типы сужающих устройств применяются реже. В России ГОСТом 8.563.1-97 также нормализованы следующие типы сужающих устройств: сопло, сопло Вентури, труба Вентури. Перечисленные СУ по сравнению с диафрагмой обладают повышенными гидродинамическими характеристиками, имеют меньшие потери давления, меньший износ, более высокую стабильность метрологических характеристик. Однако ввиду нестабильности расходов, сложности аттестации в нефтедобывающей промышленности широкого применения не нашли.

В состав стандартного узла учета по принципу переменного перепада входит:

- сужающее устройство – диафрагма;
- датчик измерения перепада давления;
- датчик измерения давления в плюсовой камере;
- датчик температуры;
- вычислитель.

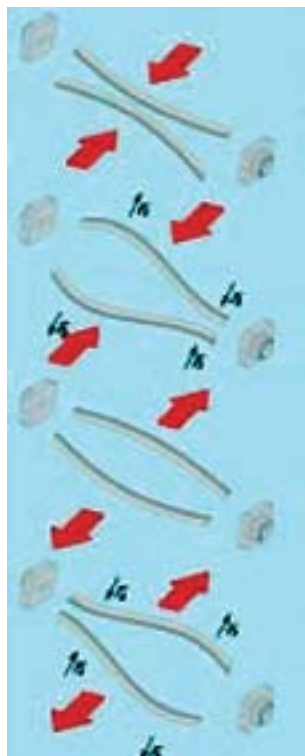
В качестве вычислителя чаще всего в ОАО «Сургутнефтегаз» применяются: УВП-280, ИМ2300, СПГ761, и др. В память вычислителя заносятся необходимые данные из уравнения расхода (в том числе параметры трубопровода, диафрагмы, характеристик вещества, проходящего через диафрагму), и в дальнейшем происходит непрерывное вычисление со всеми необходимыми поправками. Предусмотрена индикация мгновенного расхода (в м³/ч).

15.4.7. Кориолисовые расходомеры

Принцип измерений Кориолисового расходомера заключается в том, что жидкость, протекая через вибрирующую трубку, вызывает сдвиг фаз колебаний трубки, пропорциональный массовому расходу. Данная технология предназначена для измерения массового расхода жидкости. При протекании в принудительно вибрирующей трубе потока с определенным значением массы в поперечном сечении начинает действовать Кориолисова сила, как это указано на рисунке. Величина изгиба трубы, вызванная действием этой силы, прямо пропорциональна скорости течения и измеряется оптимально позиционированным сенсором. Трубки-сенсоры первичного преобразователя постоянно вибрируют с частотой, соответствующей значению резонансных колебаний системы. Данное значение является функцией геометрической формы, механических характеристик материала трубы, а также массы протекающей жидкости, что обеспечивает точное измерение плотности. Кориолисовые расходомеры применяются для измерения массового расхода, плотности и концентрации жидкостей, паст и пульп. Теплопроводимость среды не имеет значения. Точность измерений по расходу достигает 0,1%, по плотности ± 1 г/л.

Преимущества данного метода измерения:

- высокая точность измерений параметров;
- работают вне зависимости от направления потока;
- не требуются прямолинейные участки трубопровода до и после расходомера;



Поперечные принудительные колебания труб:

– перемещение труб в отсутствие движения жидкости

– направление кориолисовых сил при наличии движения жидкости в сенсоре

– перемещение труб в отсутствие движения жидкости

– направление кориолисовых сил при наличии движения

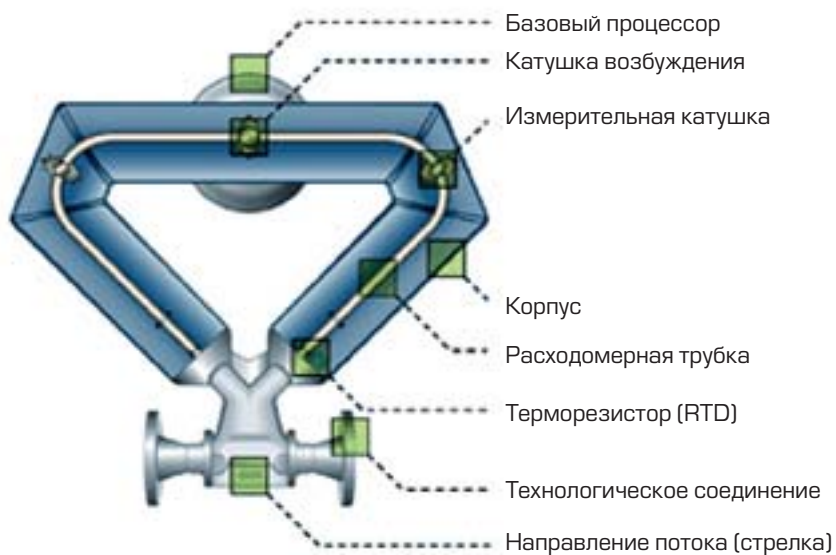


Рис. 14. Кориолисовый расходомер

- нет затрат на установку вычислителей расхода;
- надежная работа при наличии вибрации трубопровода, при изменении температуры и давления рабочей среды;
- длительный срок службы и простота обслуживания благодаря отсутствию движущихся и изнашивающихся частей;
- нет необходимости в периодической перекалибровке и регулярном техническом обслуживании;
- могут работать от разных источников питания с помощью самопереключающегося встроенного блока питания;
- измеряют расход сред с высокой вязкостью;
- разрешено использование в пищевой и фармацевтической промышленности.

Данные расходомеры получили широкое применение в качестве расходомеров нефти, ШФЛУ, нефтепродуктов, и газа. Показали высокую надежность ввиду отсутствия подвижных частей и хорошие метрологические характеристики.

15.4.8. Электромагнитные расходомеры

Принцип действия электромагнитного расходомера основан на взаимодействии движущейся электропроводной жидкости с магнитным полем, подчиняющемся закону электромагнитной индукции.

Основное применение получили расходомеры (счетчики воды) у которых измеряется ЭДС, индуцируемая в жидкости, при пересечении ею магнитного поля. Для этого в участок трубопровода, изготовленный из немагнитного материала, покрытого внутри неэлектропроводной изоляцией (обычно фторопластом) и помещенного между полюсами магнита или электромагнита, вводятся два электрода в направлении, перпендикулярном как к направлению движения жидкости, так и к направлению силовых линий магнитного поля.



Рис. 15. Электромагнитные расходомеры

Разность потенциалов на электродах определяется уравнением:

$$E = BD_v = 4BQ_0 / \pi D,$$

где

B – магнитная индукция,

D – расстояние между концами электродов, равное внутреннему диаметру трубопровода,

v и Q_0 – средняя скорость и объемный расход воды.

Таким образом, измеряемая разность потенциалов E прямо пропорциональна объемному расходу Q_0 . Для учета краевых эффектов, вызываемых неоднородностью магнитного поля и шунтирующим действием трубы, уравнение умножается на поправочные коэффициенты, обычно близкие к единице.

Достоинство электромагнитных расходомеров, счетчиков воды:

- показания одинаковы как при ламинарном, так и при турбулентном потоке.

Недостатки:

- влияние взвесей содержащихся в воде;
- оседание на стенках расходомера ржавчины, мазута, угольных примесей влияют на показания расходомера;
- большое содержание железа в воде также оказывает неблагоприятное воздействие при измерении расхода;
- влияние блуждающих токов и внешних электромагнитных полей на измерения.

На технологических объектах ОАО «Сургутнефтегаз» данный тип расходомеров представлен приборами «Взлет-ППД-113» и расходомером газа Rosemount 8700.



Рис. 16. «Взлет-ППД-113», Rosemount 8700

15.4.9. Блоки вычисления расхода

В составе узлов учета различных веществ кроме первичных преобразователей применяются устройства, осуществляющие преобразование измеренного параметра в расход вещества в нормальных (стандартных) условиях. Общее название данных устройств – блоки вычисления расхода, или вычислители. К данной категории относятся устройства УВП-280, СПГ 761, ИМ 2300, «ВЗЛЕТ ТСР», БКТ.М, «Сумматор УУН», контроллер СИКНС и др.



Рис. 17. СПГ 761, УВП-280, ИМ 2300

15.4.10. Типовые решения измерения расхода на технологических объектах ОАО «Сургутнефтегаз»

В ОАО «Сургутнефтегаз» применяются следующие типовые решения по учету:

- измерение расхода продукции скважин в составе замерных установок:
 - жидкость – массовый кориолисовый расходомер Micro Motion, тахометрический расходомер TOP;
 - газ – массовый кориолисовый расходомер Micro Motion;
- измерение расхода нефти на узлах учета ДНС, ЦППН – турбинные расходомеры PNF, «Смит», массовый кориолисовый расходомер Micro Motion;
- измерение закачиваемой воды на КНС и нагнетательных скважинах – вихревые расходомеры Метран-305ПР, ДРС.М, СЖУ-500, электромагнитный расходомер «Взлет-ППД» и др.;
- измерение расхода газа – УУГ на сужающих устройствах (внешний транспорт), ДРГ, СГ-ЭК и др (собственные нужды), СУРГ 1.000, KURZ 454FT, KURZ 504FT, Rosemount 8700 – факельные установки.

15.5. ПРИБОРЫ ИЗМЕРЕНИЯ УРОВНЯ

15.5.1. Классификация уровнемеров

Существует широкая номенклатура средств контроля и измерения уровня, использующих различные физические методы: поплавковый, буйковый, емкостный, гидростатического давления, ультразвуковой, радарный и др. Эти методы и средства позволяют контролировать уровень различных сред: жидких (чистых, загрязненных), пульп, нефтепродуктов, сыпучих твердых различной дисперсности. При выборе уровнемера необходимо учитывать

такие физические и химические свойства контролируемой среды, как температура, абразивные свойства, вязкость, электрическая проводимость, химическая агрессивность и т.д. Кроме того, следует принимать во внимание рабочие условия в резервуаре или около него: давление, вакуум, нагревание, охлаждение, способ заполнения или опорожнения (пневматический или механический), наличие устройства перемешивания, огнеопасность, взрывоопасность и другие.

Помимо классификации уровнемеров по принципу действия, эти приборы делятся на:

- приборы для непрерывного слежения за уровнем;
- приборы для сигнализации о предельных значениях уровня (сигнализаторы уровня).

15.5.2. Приборы непрерывного измерения

Устройства для измерения уровня жидкостей можно подразделить на следующие виды:

- визуальные;
- поплавковые, в которых для измерения уровня используется поплавков или другое тело, находящееся на поверхности жидкости;
- буйковые, в которых для измерения уровня используется массивное тело (бук), частично погружаемое в жидкость;
- гидростатические, основанные на измерении гидростатического давления столба жидкости;
- электрические, в которых величины электрических параметров зависят от уровня жидкости;
- ультразвуковые, основанные на принципе отражения от поверхности звуковых волн;
- радарные и волноводные, основанные на принципе отражения от поверхности сигнала высокой частоты (СВЧ);
- радиоизотопные, основанные на использовании интенсивности потока ядерных излучений, зависящих от уровня жидкости.

Рассмотрим некоторые из видов более подробно.

Визуальные уровнемеры

Простейшим измерителем уровня жидкости служат указательные стекла. Работа указательных стекол основана на принципе сообщающихся сосудов. Указательное стекло соединяют с сосудом нижним концом (для открытых сосудов) или обоими концами (для сосудов с избыточным давлением или разрежением). Наблюдая за положением уровня жидкости в стеклянной трубке, можно судить об изменении уровня в сосуде. Указательные стекла снабжают вентилями или кранами для отключения их от сосуда и продувки системы.

Поплавковые уровнемеры

Принцип действия поплавковых уровнемеров основан на определении расстояния до поплавка, находящегося на поверхности жидкости или разделе фаз двух жидкостей. Обычно в поплавке установлен магнит, и электронная схема определяет его местоположение по взаимодействию электрического

сигнала или электронных компонентов датчика с магнитом поплавка. Основными представителями данного вида уровнемеров являются датчики серии ДУУ2М, ДУУ4М (ЗАО «Альбатрос») и ПМП -1 18 «НПП Сенсор».

Буйковые уровнемеры

В основу работы буйковых уровнемеров положено физическое явление, описываемое законом Архимеда. Обычно буюк выполнен в виде трубы из нержавеющей стали длиной $H_б$, запаянной с обеих сторон, к одному из концов которой приделан крючок. Буюк находится в вертикальном положении и частично погружен в жидкость. Длина буйка $H_б$ подбирается приближенной к максимальному измеряемому уровню в аппарате. При изменении уровня жидкости в аппарате согласно закону Архимеда вес буйка в жидкости изменяется пропорционально изменению уровня. Выталкивающая сила, действующая на буюк, равна:

$$F = \rho g V_{ж} = \rho g S h,$$

где

ρ – плотность измеряемой жидкости;

g – ускорение свободного падения;

$V_{ж}$ – объем вытесненной буюком жидкости;

S – площадь поперечного сечения буйка;

h – длина буйка, погруженного в жидкость.

На объектах ОАО «Сургутнефтегаз» из данного вида приборов применяется Сапфир-22ДУ.

Гидростатические уровнемеры

Данный метод измерения уровня основан на определении гидростатического давления, оказываемого жидкостью на дно резервуара. Величина гидростатического давления на дно резервуара P_r зависит от высоты столба жидкости над измерительным прибором h и от плотности жидкости ρ , т.е. $P_r = \rho g h$, соответственно, $h = P_r / \rho g$, где $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ (это справедливо только для неподвижных жидкостей).

Обычно измерение осуществляется датчиком дифференциального давления (например, Метран 22ДД), плюсовая камера которого находится максимально близко к нижнему предельному уровню, а минусовая соединена с газовым пространством над жидкостью.

Радарные уровнемеры

Радарные уровнемеры, используют явление отражения электромагнитных колебаний от плоскости раздела сред жидкость – газ. Радарные датчики уровня не имеют контакта с измеряемым объектом. Это позволяет использовать их в сложных условиях, в частности, при высоком давлении, высоких температурах, при нахождении паров и газов над поверхностью. По сравнению с ультразвуковыми уровнемерами, радарные способны обеспечить большую точность измерения, обладают меньшей зоной нечувствительности, способны работать при больших давлениях в резервуаре. Датчик уровня построен по принципу радиолокатора. Принцип действия прибора заключается в сле-

дующем. Микроволновый генератор датчика уровня формирует радиосигнал, частота которого изменяется во времени по линейному закону. Этот сигнал излучается в направлении измеряемого объекта, отражается от него, и часть сигнала через определенное время, зависящее от скорости света, возвращается обратно в антенну. Излученный и отраженный сигнал смешиваются в датчике уровня, и в результате образуется сигнал, частота которого равна разности частот принятого и излученного сигнала, соответственно пропорциональна времени распространения и расстоянию от антенны до измеряемого объекта. Примерами уровнемеров данного типа могут служить ГАММА-РДУ1, Rosemount 5400, Krohne OPTIWAVE 7300 и др.



Рис. 18. Rosemount 5400, ГАММА-РДУ1, Krohne OPTIWAVE 7300

Волноводные (рефлексные) уровнемеры

Рефлексные (волноводные) уровнемеры по принципу работы подобны радарным уровнемерам, но электромагнитный импульс распространяется не в газовой среде, а по специальному зонду – волноводу. В качестве зондов могут выступать: стержень, трос, группа тросов, коаксиальный кабель. Рефлексные уровнемеры способны работать в более жестких условиях: высокие температуры, высокое давление, сильное бурление жидкости, резервуары с работающей мешалкой, пары и газы над поверхностью жидкости. Примерами уровнемеров данного типа могут служить Rosemount 3300 (5300) и «Eclipse» фирмы Magnetrol.



Рис. 19. Eclipse 707, Eclipse 705, Rosemount 3300, Rosemount 5300

15.5.3. Сигнализаторы уровня

Основное отличие сигнализаторов уровня от уровнемеров заключается в том, что сигнализатор не производит текущего измерения уровня, а лишь выдает сигнал на устройство сигнализации или систему АСУТП о достижении жидкостью или другим веществом заданного уровня. Можно выделить следующие типы сигнализаторов уровня.

Поплавковые сигнализаторы уровня

Принцип действия поплавковых сигнализаторов уровня основан на достижении поплавком, находящимся на поверхности жидкости, положения, которое вызывает срабатывание электрической схемы датчика. Обычно в поплавке установлен магнит, и электронная схема определяет его местоположение по взаимодействию электрического сигнала или электронных компонентов датчика с магнитом поплавка. Основными представителями данного вида уровнемеров являются датчики типа ДПУЗМ. Другим типом поплавкового сигнализатора уровня являются датчики типа СУ-1 или РОС-400-6. В простейшем варианте они состоят из поплавка, соединенного с механизмом переключения контактов с помощью механической или магнитной связи. Могут устанавливаться как в стенку емкости – горизонтально, так и вертикально – с помощью направляющих.

Буйковые сигнализаторы уровня

Принцип действия буйковых сигнализаторов уровня основан на изменении веса буйка при его погружении в жидкость. Буйковые сигнализаторы, такие как ДУЖЕ-200М, состоят из буйка, подвешенного на тросе, соединенном с управляющим магнитом и контактным механизмом. Погружение буйка в жидкость приводит к появлению выталкивающей архимедовой силы, изменению усилия на тросе и замыканию или размыканию контактов.



Рис. 20. ДУЖЕ-200М, РОС-400-6, СУ-1

Кондуктометрические сигнализаторы уровня

Принцип работы заключается в замыкании рабочей жидкостью (по достижении нужного уровня) чувствительного элемента (электрода) на корпус металлической емкости или на специальный дополнительный электрод. При этом возникает электрический ток, вызывающий срабатывание выходного реле и замыкание коммутируемой цепи. Примерами кондуктометрических сигнализаторов являются: РОС-301 (рис. 21), ЭРСУ, САУ-М6, СУ-300И.

Емкостные сигнализаторы уровня

Принцип действия датчиков основывается на изменении электрической емкости чувствительного элемента (ЧЭ) при контакте с рабочей средой. Пока ЧЭ не контактирует с рабочей средой, электрическая емкость конденсатора, образованного частями ЧЭ или ЧЭ и стенками резервуара, определяется диэлектрической постоянной воздушной среды ($\text{DK}=1$). При контакте электрическая емкость увеличивается, что приводит к увеличению частоты электрических колебаний в цепи и формированию сигнала, преобразуемого в дальнейшем в срабатывание выходного реле. Распространенными моделями емкостных датчиков являются РОС-101 (рис. 22), РОС-102, ЕС (в составе прибора СУ200И), СУ500, СУ-100, ВБ1.



Рис. 21. РОС 301



Рис. 22. РОС-101

Вибрационные сигнализаторы уровня

Чувствительный элемент вибрационного сигнализатора, не будучи погружен в рабочую среду, совершает механические колебания на резонансной частоте, возбуждаемые пьезоэлектрическим генератором. Погружение в рабочую среду – жидкость или сыпучий продукт – приводит к изменению частоты колебаний, изменению электрических параметров цепи и преобразуется в дискретный выходной сигнал. Вибрационные сигнализаторы мало зависят от физических свойств среды, могут работать в неомогенных, пенящихся, парящих, загазованных средах. Диапазон применимости датчиков по температуре $-50\text{ }^{\circ}\text{C} \dots +250\text{ }^{\circ}\text{C}$, давлению – до 64 атм, плотности рабочей среды – в пределах $0,5\text{--}2,5\text{ г/см}^3$. Датчики обеспечивают точность срабатывания $\pm 1\text{ мм}$. Распространенными марками вибросигнализаторов являются серии OPTISWITCH фирмы Krohne, Liquiphant (FTL-51 FTL-330 и др.), фирмы Endress+Hauser, Rosemount 2110 (рис. 23).



Рис. 23. FTL-330, Rosemount 2110, FTL-51



Рис. 24. ДПУ-5, ПВС-4

Ультразвуковые сигнализаторы

Ультразвуковые сигнализаторы (рис. 24) реагируют на перекрытие продуктом линии распространения ультразвуковых колебаний. Чувствительный элемент представляет собой пару излучатель – приемник. Он может размещаться в емкости как горизонтально, так и вертикально. Электронный блок сигнализатора оценивает время распространения ультразвуковых

волн и при нахождении отклонения замыкает или размыкает выходное реле. Погрешность срабатывания сигнализаторов типа УЗС составляет ± 2 мм (при вертикальной установке). Распространенным сигнализатором данного типа является СУР-5, состоящий из датчика ДПУ-5, блока питания и сигнализации ПВС-4.

15.6. ПРИБОРЫ КОНТРОЛЯ ВЗРЫВООПАСНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ МЕТАНА И ОПАСНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ УГАРНОГО ГАЗА

Газосигнализатор – это прибор для подачи сигнала о превышении норм допустимой концентрации опасных газов и паров в воздухе рабочей зоны, для предотвращения отравлений токсичными газами и исключения опасности взрыва горючих газов. Приборы подразделяют на индивидуальные (переносные, портативные) и стационарные. Портативные приборы являются средством индивидуальной защиты. Стационарные приборы используют для включения и отключения различных вторичных устройств. Существуют приборы как для контроля одного компонента, так и универсальные (на CH_4 и CO).

15.6.1. Приборы контроля взрывоопасных концентраций метана

Для контроля взрывоопасных концентраций метана и других горючих газов в основном применяют два типа сигнализаторов: электрохимические и оптические.

Электрохимические газосигнализаторы

Принцип действия электрохимических сигнализаторов заключается в измерении теплового эффекта от окисления горючих газов и паров на каталитически активном элементе датчика. Реакция окисления горючего газа кислородом воздуха на чувствительном элементе датчика сопровождается выделением тепла, которое пропорционально количеству поступившего газа. Нагрев чувствительного элемента контролируется электронной схемой, которая по установленным порогам выдает сигнал. В ОАО «Сургутнефтегаз» применяются по большей части стационарные сигнализаторы СТМ-10, СТМ-30, ГСМ-05 и переносные СГГ-4М, Калион-1В.



Рис. 25. СТМ-10, Калион-1В



Рис. 26. СГОЭС



Рис. 27. СОУ-1, Хоббит-Т-СО-СН4



Рис. 28. АУМА МАТИК



Рис. 29. РэмТЭК

Оптические газосигнализаторы

Принцип действия преобразователей основан на селективном поглощении газовой средой электромагнитного излучения и заключается в измерении интенсивности инфракрасного излучения после прохождения им среды с тестируемым газом (оптическая абсорбция). В ОАО «Сургутнефтегаз» применяются газосигнализаторы данного типа СГОЭС (рис. 26).

Размещение газосигнализаторов

Пробоотборные устройства сигнализаторов до взрывоопасных концентраций следует размещать по высоте помещений в соответствии с плотностями газов и паров с учетом поправки на температуру:

- при выделении газов и паров с плотностями относительно воздуха менее 1,0 – на высоте от 0,5 до 0,7 м над источником;
- при выделении газов и паров с плотностью относительно воздуха от 1,0 до 1,5 – на высоте источника или ниже его не более чем на 0,7 м;
- при выделении газов и паров с плотностью относительно воздуха более 1,5 – не более 0,5 м над полом;

При выделении водорода или метана пробоотборные устройства к датчикам сигнализаторов до взрывоопасных концентраций рекомендуется устанавливать на высоте от 0,5 до 0,7 м над сосредоточенным источником выделения или на расстоянии 0,5–0,6 м ниже верхнего горизонтального перекрытия при многих рассредоточенных источниках выделения или в других, наиболее вероятных местах скопления указанных газов.

15.6.2. Приборы контроля опасных концентраций угарного газа (CO)

Основным прибором, применяющимся в ОАО «Сургутнефтегаз» является СОУ-1 (рис. 27).

В основу принципа действия сигнализатора положен электрохимический метод. Электрохимический датчик (ЭХД) включает в себя чувствительный элемент – электрохимическую ячейку (ЭХЯ) и плату, на которой расположены терморезистивные цепи, индивидуальные для каждой ячейки и обеспечивающие совместно с устройством аналоговой обработки сигнала компенсацию температурных изменений чувствительности ЭХЯ. Электрохимическая ячейка является чувствительным элементом сигнализатора и состоит из рабочего электрода, сравнительного электрода и вспомогательного электрода, которые изготовлены путем нанесения металлического катализатора на пористую фторопластовую пленку. При попадании детектируемого газа через пористую подложку на металлический катализатор рабочего электрода происходит окисление газа с выделением свободных электронов. ЭХЯ формирует токовый сигнал, пропорциональный концентрации измеряемого компонента в воздухе. Электрический сигнал с ЭХД поступает в устройство обработки сигнала, где усиливается и сравнивается установленным порогом сигнализации.

15.7. ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЕ МЕХАНИЗМЫ СИСТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ И АВТОМАТИКИ

Исполнительные механизмы, задействованные в системах автоматизации, можно разделить на три типа:

- запорные;
- регулирующие;
- запорно-регулирующие.

По виду перемещения запорного (регулирующего органа) исполнительные механизмы подразделяются на прямоходные, поворотные, однооборотные, многооборотные.

В качестве приводов могут применяться электрические и пневматические устройства. Наибольшее распространение на технологических объектах НГДУ получили электрические исполнительные механизмы фирм АИМА, РэмТЭК (рис. 28, 29), Шибель. Большинство современных электроприводов исполнительных механизмов имеют встроенную коммутационную аппаратуру и не требуют установки дополнительных электрических пускателей.

15.8. ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

15.8.1. Комплекс систем оперативного контроля объектов

В ОАО «Сургутнефтегаз» разработан и функционирует комплекс систем оперативного контроля объектов (ОКО): «ОКО Нефтепромысла», «ОКО ДНС», «ОКО ЦИТС», «ОКО Бурения» и т.д. На основе оперативной информации, поступающей из этих систем в системы НПК «Альфа» и ПС «ЕСРФ», реализованы функции оперативного контроля объектов нефтедобычи.

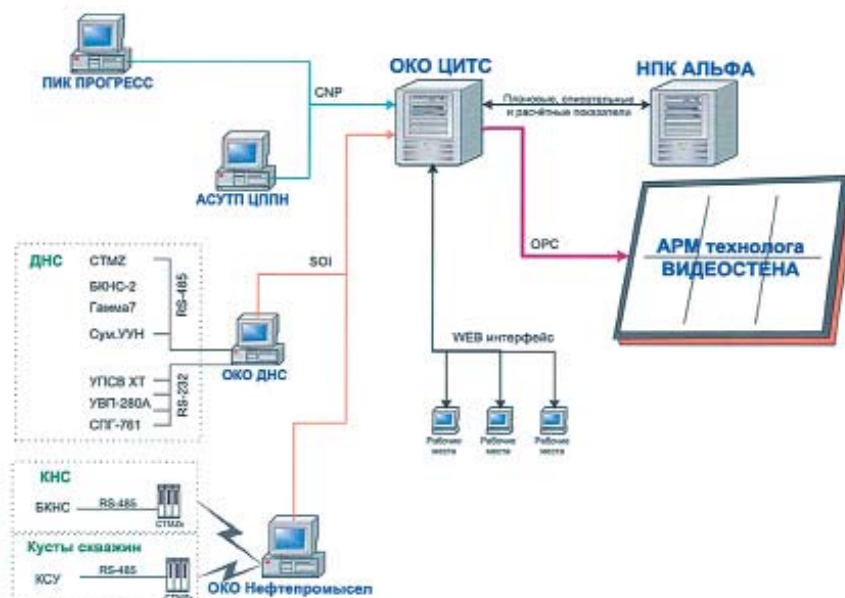


Рис. 30. Схема информационных потоков НГДУ

15.8.2. Типовая структура информационной системы «ОКО»

Информационная система «ОКО» строится по многоуровневому иерархическому принципу. Можно выделить три основных уровня:

- первый уровень – локальные системы АСУ ТП, формирующие поток оперативных параметров, который с использованием интерфейса шлюзовых драйверов перенаправляется на второй уровень;
- второй уровень – реализует программно-технический комплекс «ОКО ЦИТС», который обеспечивает формирование единого информационного пространства оперативных данных для предприятия. На втором уровне также происходит взаимодействие с информационными системами основного производства ОАО «Сургутнефтегаз» – НПК «Альфа», ПС «ЕСРФ», SAP R3;
- третий уровень – рабочие места пользователей. Для просмотра оперативной информации и формирования оперативных отчетов используется Internet Explorer.

Для визуализации информации в диспетчерских ЦИТС применяются средства коллективного просмотра – «Видеостены».

Локальные системы АСУТП

Локальные системы АСУТП обеспечивают автоматизацию технологического процесса на технологических объектах с функциями управления технологическим оборудованием и передачей информации на второй уровень. Они представлены следующими типами систем.

Система «ОКО Нефтепромысла» и дальнейшее ее развитие – система «АСУТП Нефтепромысла» – обеспечивает контроль и управление работой нефтепромыслового оборудования куста скважин. Информация о работе оборудования куста скважин, замерах дебита жидкости и объеме закачки поступает на кустовой контроллер и затем через радиостанцию Motorola GM 340 (GM 350) по радиоканалу передается на сервер телемеханики ЦДНГ. Управление кустовым оборудованием (постановка скважин на замер, дистанционное управление УЭЦН и др.) осуществляется с «АРМ специалиста» (ПДКУ ОКО).

Система «ОКО ДНС» и ее развитие – «АСУТП стационарного объекта» – обеспечивает контроль работы нефтепромыслового оборудования площадочных объектов. Основное отличие «АСУТП стационарного объекта» от «ОКО ДНС» заключается в реализации в нем функций управления технологическим процессом при наличии соответствующих технических средств (промышленных контроллеров). Информация о работе технологического оборудования поступает на «контроллер-сборщик», или управляющий контроллер, обрабатывается и поступает на сервер «ОКО ДНС» или «АСУТП стационарного объекта», далее – по локальной сети в систему «ОКО ЦИТС».

Системы сторонних производителей «АСУТП ЦППН», системы «ПИК Прогресс» и другие реализуют контроль и управление технологическим оборудованием ЦППН, а также котельных и энергообъектов НГДУ соответственно. Информация от этих систем по протоколу CNP по локальной сети поступает в «ОКО ЦИТС».

Программно-технический комплекс «ОКО ЦИТС»

Программно-технический комплекс «ОКО ЦИТС» является ключевым элементом информационной системы «ОКО» и выполняет в ней интегрирующую роль. Высокая эксплуатационная готовность ПТК «ОКО ЦИТС» обеспечивается применением отказоустойчивой вычислительной системы на базе RISC-процессоров UltraSparc. В составе ПТК «ОКО ЦИТС» используется сервер SunFire V880: по классификации фирмы Sun Microsystems – сервер рабочих групп. Структурно программно-технический комплекс «ОКО ЦИТС» подразделяется на:

- систему шлюзовых драйверов, которые обеспечивают сбор и передачу в реальном времени технологических параметров с нижележащих систем АСУТП;
- сервер оперативной информации, который формирует единое информационное пространство оперативных данных и обеспечивает доступ к нему пользователей для просмотра информации в виде оперативных панелей, мнемосхем и графиков;
- менеджер репликаций, который обеспечивает обработку архивных данных и запись в СУБД Oracle;
- менеджер виртуальных параметров, который формирует значения виртуальных параметров из поставляемых нижележащими системами АСУ ТП данных на основе заданных правил и алгоритмов;
- WEBScada Intranet-приложение, которое позволяет конструировать оперативные панели и мнемосхемы. С его помощью пользователи могут настроить себе любую технологическую схему и нанести на нее параметры, актуализирующиеся в реальном режиме времени, для оперативного контроля интересующего технологического участка;

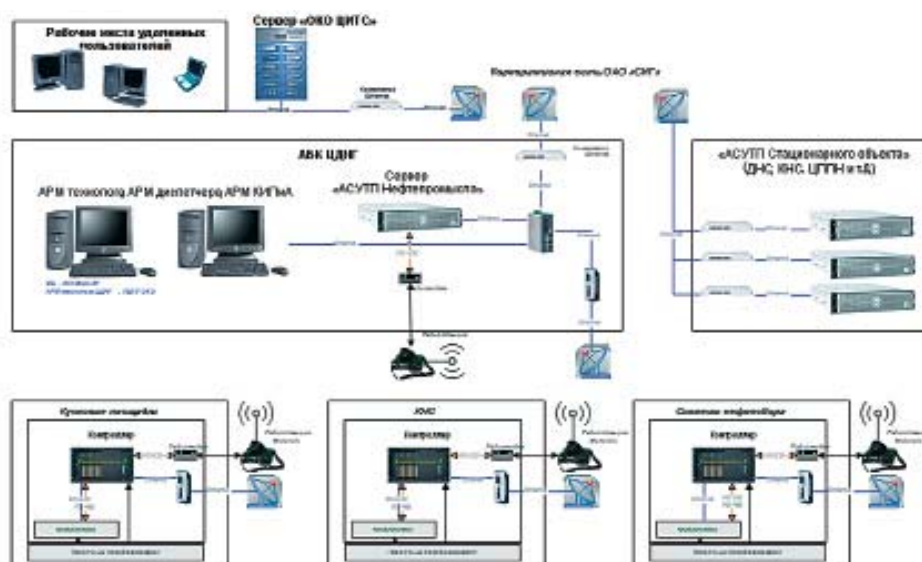


Рис. 31. ПТК «ОКО ЦИТС»

• оперативная отчетность – набор отчетных форм, предоставляющих возможность сформировать необходимую сводку на основе информации, накопленной в базе данных ПТК «ОКО ЦИТС».

Система «ОКО ЦИТС» является основой для представления данных в системе «АРМ технолога Видеостена».

15.8.3. НПК «АЛЬФА» и ПС «ЕСРФ»

НПК «АЛЬФА» – это система технологического учета работы оборудования нефтепромысла. Информация о технологическом оборудовании нефтепромысла поступает в НПК «АЛЬФА» из системы SAP R3, и путем ручного ввода ответственными специалистами НГДУ в соответствии с действующими регламентами. Оперативная информация по параметрам работы поступает из систем АСУТП нижнего уровня. НПК «АЛЬФА» производит систематизацию поступающей информации и формирует таблицы данных и отчетные формы для специалистов технологических служб.

ПС «ЕСРФ» предназначена для комплексной автоматизации процесса обработки остановок добывающих скважин, выявления отклонений в работе по различным параметрам. Рабочая структура программы предусматривает ее дальнейшее развитие по контролю объектов нефтепромысла, нагнетательных скважин и некоторых процессов разработки месторождений. Цель внедрения ПС «ЕСРФ» предусматривает разработку мероприятий, направленных на снижение потерь добычи нефти, связанных с внутрисменными простоями и снижением дебита скважин. ПС «ЕСРФ» производит сбор и обработку нефтепромысловой информации из систем «ОКО ЦИТС», НПК «Альфа». Целью разработки ПС «ЕСРФ» является преобразование оперативно поступающей информации в удобный пользовательский интерфейс, позволяющий осуществлять контроль аварийных сигналов, несанкционированных простоев скважин и выявленных отклонений в работе по различным параметрам.

В системе ПС «ЕСРФ» разработана отчетная система «Книга фонда», в которой реализованы алгоритмы анализа работы скважин в части их состояния (работа/останов) и соответствия режима работы планируемому значению.

15.9. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ГРУППОВЫЕ ЗАМЕРНЫЕ УСТАНОВКИ

Автоматизированные групповые замерные установки предназначены для автоматического измерения дебита продукции скважин. В ОАО «Сургутнефтегаз» применяются стационарные и передвижные замерные установки.

15.9.1. Стационарные замерные установки

Автоматизированная замерная установка «Спутник-АМ»

Блочная автоматизированная замерная установка «Спутник-АМ» состоит из двух блоков: замерно-переключающего и блока управления. Замерно-переключающий блок содержит многоходовой переключатель скважин (ПСМ), гидравлический привод (ГП-1), замерной гидроциклонный сепаратор с системой регулирования уровня, турбинный счетчик (ТОР), соединительные трубопро-

воды и запорную арматуру. В блоке управления монтируется блок контроллер системы телемеханики, блок питания и электрические нагреватели.

Продукция скважин по выкидным линиям проходит обратный клапан, задвижку и поступает в многоходовой переключатель скважин типа ПСМ-1М, при помощи которого осуществляется поочередное подключение одной из скважин на замер. Продукция остальных скважин, пройдя через ПСМ, направляется в сборный коллектор.

Продукция со скважины, подключенной на замер, поступает в гидроциклонный двухемкостный сепаратор. В верхней емкости газ отделяется от нефти. Дегазированная нефть с пластовой водой сливается из верхней емкости в нижнюю и накапливается в ней. По мере повышения уровня в нижней емкости поплавков регулятора уровня поднимается и по достижении верхнего заданного уровня воздействует на газовую заслонку, установленную на газовой линии из верхней емкости, которая при этом закрывается. После этого давление в емкости повышается, под воздействием разницы давления в сепараторе и нефтесборном коллекторе происходит открытие клапана регулятора расхода и из нижней емкости жидкость начинает вытесняться через турбинный счетчик ТОР-1. При достижении нижнего уровня поплавком газовая заслонка открывается, давление в сепараторе падает, и начинается новый цикл накопления жидкости в замерной емкости. Дебит жидкости замеряемых скважин фиксируется механическим счетным устройством счетчика ТОР, импульсы от которого поступают на вход контроллера системы телемеханики и передаются на диспетчерский пульт.

Переключение скважин на замер осуществляется периодически посредством гидропривода по программе, заданной на диспетчерском пульте системы телемеханики.

При повышении или понижении давления в выкидном коллекторе (пробка или порыв) при помощи электроконтактного манометра ВЭ-1рб (или аналогичного) по системе телемеханики на диспетчерский пункт выдается сигнал аварии.

В ОАО «Сургутнефтегаз» наиболее часто применяются установки типа «Спутник»-АМ-40-10(8;14)-400,

где 40 – максимальное рабочее давление в кг/см²;

10 или 8 или 14 – количество подключаемых скважин;

400 – максимальная производительность по жидкости м³/сут.

Реже используются установки «Спутник»-АМ-20-10(8;14)-1500, «Спутник»-АМ-25-10(8;14)-1500, «Спутник»-АМ-40-10(8;14)-1500.

Применяются также индивидуальные блочные замерные установки типа БИУС с аналогичным принципом действия, предназначенные для замера дебита одиночных скважин.

Автоматизированные групповые замерные установки нового типа «ОЗНА Массомер-Е» «ОЗНА Массомер-К», «Мера-ММ»

Основанием для внедрения замерных установок нового типа явилось принятие ГОСТ Р 8.615-2005, в котором приведены требования к набору измеряемых параметров дебита скважин и необходимой точности измерений. Данные установки сертифицированы, имеют весь пакет разрешительных

документов и осуществляют трехфазное измерение продукции добывающих скважин – нефть, вода, газ. В соответствии с описаниями типа и МВИ установки должны обеспечивать следующие значения погрешностей:

- массы сырой нефти $\pm 2,5\%$;
- массы нефти с содержанием воды до:
 - 70% $\pm 6,0\%$;
 - 95% $\pm 15,0\%$;
 - свыше 95% – согласно МВИ;
- объема нефтяного газа $\pm 5,0\%$.

Конструктивно-замерные установки нового типа «Массомер-Е» представляют собой серийно выпускаемые ранее АГЗУ «Спутник» с дополнительно установленными массовыми кориолисовыми расходомерами Micro Motion F-200 производства компании «Емерсон» (США) на нефтяной и газовой линиях. Помимо этого замерная установка оснащена влагомером (Phase Dynamics или VCH2) для оперативного измерения обводненности продукции скважин и дополнительным контроллером для обработки результатов измерения, установленным в блоке автоматики. Установка сохранила циклический способ измерения дебита и счетчик TOP для снятия ручных замеров.

Конструктивно-замерные установки нового типа «Массомер-К» представляют собой модификацию серийно выпускаемых ранее АГЗУ «Спутник» с дополнительно установленным массовым кориолисовым расходомером Micro Motion F-200 на газовой линии. Замер дебита жидкости осуществляется счетчиком TOP. Замерная установка оснащена контроллером для обработки результатов измерения, установленным в блоке автоматики. Параметры, необходимые для расчета массы нефти (обводненность, измеренная по отобраным пробам в лаборатории ЦНИПР, плотность нефти и воды в нормальных условиях), передаются на контроллер замерной установки через систему телемеханики. Установка сохранила циклический способ измерения дебита.



Рис. 32. «ОЗНА – Массомер-Е»

15.9.2. Автоматизированные передвижные замерные установки

В ОАО «Сургутнефтегаз» эксплуатируются следующие типы транспортных замерных установок.

АСМА-ТП – предназначена для метрологического контроля средств измерения производительности нефтяных скважин (АГЗУ «Спутник») и производства высокоточных измерений суточных дебитов по жидкости, нефти и воде путем прямого измерения массы жидкости и объема попутного нефтяного газа.



Рис. 33. Передвижная замерная установка «ОЗНА-Массомер-Е»

Установка состоит из блока с технологическим и аппаратным отсеками, расположенном на двухосном автомобильном прицепе. Масса жидкости определяется путем взвешивания пустой и наполненной емкости и измерением времени накопления, количество попутного газа замеряется двумя газосчетчиками «Агат» и диафрагмой, в комплекте с прибором «Сапфир-22ДД». В зависимости от величины газового фактора, объемный расход попутного газа может измеряться как любым из трех счетчиков, так и двумя-тремя одновременно. Содержание воды в нефти определяется влагомером ВСН, ВОЕСН-БОЗНА или Phase Dynamics. В аппаратном отсеке расположена станция управления на базе программируемого контроллера. Результат измерения выводится на дисплей переносного компьютера, протокол измерения распечатывается на принтере.

Установка АСМА-Т имеет аналогичное устройство и расположена на шасси автомобиля. В ОАО «Сургутнефтегаз» применяются установки типа АСМА-Т-ОЗ-400, где:

- ОЗ – расположение на шасси автомобиля «Урал-4320-1920»;
- 400 – максимальная производительность установки т/сут.

Для замера дебита скважин с высоким газовым фактором используется передвижной сепаратор, в котором производится предварительное отделение и замер газа. Жидкость с остаточным содержанием газа подается в ЗУ АСМА-ТП (Т) для замера в нормальном режиме.

Принцип действия передвижной замерной установки «ОЗНА-Массомер-Е» аналогичен стационарным замерным установкам «ОЗНА-Массомер-Е». Установки оборудованы сепараторами увеличенной емкости, датчиком уровня жидкости сепаратора гидростатического типа, устройствами регулирования расхода жидкости и газа, массовыми кориолисовыми расходомерами Micro Motion на жидкостной и газовой линии. Установка осуществляет трехфазный замер продукции добывающих скважин. Состоит из двух отсеков – аппаратного и технологического. В аппаратном отсеке расположена аппаратура управления технологическим процессом замера на базе микропроцессорного контроллера «ScadaPack32».

15.10. ПРИБОРЫ ИЗМЕРЕНИЯ ВЕСА В БРИГАДАХ КРС, ПРС

В бригадах ПРС, КРС используются два типа индикаторов веса:

- ИВЭ-50 – индикатор веса электронный;
- ГИВ-6 – гидравлический индикатор веса.

Назначение индикаторов веса

Индикатор веса электронный ИВЭ-50 предназначен для применения во взрывоопасной зоне при регистрации параметров спускоподъемных операций при капитальном и подземном ремонте скважин, для измерения и регистрации стационарных и медленно меняющихся натяжений неподвижного конца талевого каната подъемников в процессе производимых работ.

Гидравлический индикатор веса ГИВ-6 предназначен для измерения усилий натяжения неподвижного конца талевого каната при подземном и капитальном ремонте скважин.

Принцип действия индикаторов веса

Принцип действия индикатора веса электронного основан на усилении сигнала, поступающего с датчика усилий, преобразовании этого сигнала для индикаторов «бегущая строка» и выносного табло, а также в цифровую форму для индикации и выдачи информации на RAM-диск или переносной блок памяти для ее регистрации.

Принцип действия гидравлического индикатора веса основан на преобразовании усилия натяжения каната, преломленного между крайними опорами на корпусе трансформатора и средней опорой, опирающейся на мембрану, в давление в камере трансформатора и последующем его измерении манометром.

15.11. СИСТЕМЫ ОХРАННО-ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ И АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ

В разделе приводится информация по существующим системам и приборам, сигнализирующим о возникновении пожара, реализующим автоматическое пожаротушение. Приводятся основные типы оборудования (и их принцип действия) применяемые для решения задач защиты объектов от пожара в ОАО «Сургутнефтегаз».

15.11.1. Основные требования к обеспечению пожарной безопасности объектов защиты

Каждый объект защиты должен иметь систему обеспечения пожарной безопасности.

Целью создания системы обеспечения пожарной безопасности объекта защиты является предотвращение пожара, обеспечение безопасности людей и защита имущества при пожаре.

Система обеспечения пожарной безопасности объекта защиты включает в себя систему предотвращения пожара, систему противопожарной защиты, комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Система обеспечения пожарной безопасности объекта защиты в обязательном порядке должна содержать комплекс мероприятий, исключающих возможность превышения значений допустимого пожарного риска, установленного федеральным законом, и направленных на предотвращение опасности причинения вреда третьим лицам в результате пожара.

15.11.2. Требования к системам автоматического пожаротушения и системам пожарной сигнализации

Автоматические установки пожаротушения и пожарной сигнализации монтируются в зданиях, сооружениях и строениях в соответствии с проектной документацией, разработанной и утвержденной в установленном порядке. Автоматические установки пожаротушения должны быть обеспечены:

1) расчетным количеством огнетушащего вещества, достаточным для ликвидации пожара в защищаемом помещении, здании, сооружении или строении;

- 2) устройством для контроля работоспособности установки;
- 3) устройством для оповещения людей о пожаре, а также дежурного персонала и (или) подразделения пожарной охраны о месте его возникновения;
- 4) устройством для задержки подачи газовых и порошковых огнетушащих веществ на время, необходимое для эвакуации людей из помещения пожара;
- 5) устройством для ручного пуска установки пожаротушения.

Автоматические установки пожаротушения и пожарной сигнализации обеспечивают автоматическое обнаружение пожара, подачу управляющих сигналов на технические средства оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией людей, приборы управления установками пожаротушения, технические средства управления системой противодымной защиты, инженерным и технологическим оборудованием.

Автоматические установки пожарной сигнализации обеспечивают информирование дежурного персонала об обнаружении неисправности линий связи и технических средств оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией людей, управления системами противопожарной защиты, приборами управления установками пожаротушения.

Пожарные извещатели и побудители автоматических установок пожаротушения, систем пожарной сигнализации должны располагаться в защищаемом помещении таким образом, чтобы обеспечить своевременное обнаружение пожара в любой точке этого помещения.

Системы пожарной сигнализации обеспечивают подачу светового и звукового сигналов о возникновении пожара на приемно-контрольное устройство в помещении дежурного персонала или на специальные выносные устройства оповещения.

Пожарные приемно-контрольные приборы, как правило, должны устанавливаться в помещениях с круглосуточным пребыванием дежурного персонала. Допускается установка этих приборов в помещениях без персонала, ведущего круглосуточное дежурство, при обеспечении отдельной передачи извещений о пожаре и о неисправности в помещение с персоналом, ведущим круглосуточное дежурство, и обеспечении контроля каналов передачи извещений.

Ручные пожарные извещатели должны устанавливаться на путях эвакуации в местах, доступных для их включения при возникновении пожара.

15.11.3. Классификация средств пожарной автоматики

Средства пожарной автоматики предназначены для автоматического обнаружения пожара, оповещения о нем людей и управления их эвакуацией, автоматического пожаротушения и включения исполнительных устройств систем противодымной защиты, управления инженерным и технологическим оборудованием зданий и объектов. Средства пожарной автоматики подразделяются на следующие типы.

Извещатели пожарные различаются по способу приведения в действие на ручные и автоматические.

Автоматические пожарные извещатели отличаются:

- по виду контролируемого признака пожара (тепловые, дымовые, пламени, газовые, комбинированные);
- по характеру реакции на контролируемый признак пожара (максимальные, дифференциальные, максимально-дифференциальные);

Приборы приемно-контрольные пожарные

Приборы приемно-контрольные и приборы управления, как правило, следует устанавливать в помещении с круглосуточным пребыванием дежурного персонала. В обоснованных случаях устанавливаются в помещениях без персонала, ведущего круглосуточное дежурство, при обеспечении раздельной передачи извещений о пожаре, неисправности, состоянии технических средств в помещение с персоналом, ведущим круглосуточное дежурство, и обеспечении контроля каналов передачи извещений. В указанном случае помещение, где установлены приборы, должно быть оборудовано охранной и пожарной сигнализацией и защищено от несанкционированного доступа.

15.11.4. Системы обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре (СОУЭ)

Системы обнаружения пожара (установки и системы пожарной сигнализации), оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре обеспечивают автоматическое обнаружение пожара за время, необходимое для включения систем оповещения о пожаре в целях организации безопасной (с учетом допустимого пожарного риска) эвакуации людей в условиях конкретного объекта.

Системы пожарной сигнализации, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре установлены на объектах, где воздействие опасных факторов пожара может привести к травматизму и (или) гибели людей.

15.11.5. Автоматические установки пожаротушения

Здания, сооружения и строения оснащаются автоматическими установками пожаротушения в случаях, когда ликвидация пожара первичными средствами пожаротушения невозможна, а также в случаях, когда обслуживающий персонал находится в защищаемых зданиях, сооружениях и строениях не круглосуточно.

Автоматические установки пожаротушения обеспечивают достижение одной или нескольких из следующих целей:

- ликвидация пожара в помещении (здании) до возникновения критических значений опасных факторов пожара;
- ликвидация пожара в помещении (здании) до наступления пределов огнестойкости строительных конструкций;
- ликвидация пожара в помещении (здании) до причинения максимально допустимого ущерба защищаемому имуществу;
- ликвидация пожара в помещении (здании) до наступления опасности разрушения технологических установок.

15.12. СРЕДСТВА ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ ТЕХНИКИ

Классификация компьютеров

Компьютер – машина, способная выполнять как минимум три функции: воспринимать вводимую информацию в структурированном виде, обрабатывать ее по заранее установленным правилам и выдавать результаты. Компьютеры могут иметь самые разные габариты, формы, возможности и области применения. Компьютеры можно разделить на три основных класса: большие компьютеры, персональные и мини-компьютеры. Большие компьютеры позволяют выполнять множество операций, и, как правило, на них работают несколько пользователей одновременно, каждый за своим дисплеем. Такие компьютеры предназначены для выполнения сложных математических расчетов, например для расчета прогноза погоды, систем автоматизирования проектирования (САПР), решения инженерных и других задач. Мини-компьютеры предназначены для выполнения узкоспециальных задач, таких, например, как расчет подачи топлива в автомашине. Они часто называются бортовыми компьютерами, используются в автомобилях, самолетах, на заводах для управления станками и т.д.

Персональные компьютеры, как следует из названия, предназначены для индивидуального использования. Как правило, они имеют один дисплей и системный блок.

ПЭВМ – универсальный компьютер для одного пользователя, предназначенный для решения самых разнообразных задач (например, подготовка текстовых документов, проведение сложных инженерных и научных расчетов, создание иллюстраций, проектирование и т.п.). ПЭВМ различают по типам микропроцессоров: Intel Core, Pentium Dual-Core, Pentium 4, Xeon, Intel Atom, Intel Core i3, Intel Core i5, Intel Core i7.

Сервер – это главный компьютер в локально-вычислительной сети, на котором установлена и функционирует административная программа, управляющая доступом ко всей сети или к ее части и ее ресурсам (например, дисковым или принтерам), таким образом, сервер формирует ресурсы для компьютеров, подключенных к сети.

Классификация сети

Локально-вычислительная сеть – объединение компьютеров с возможностью использования общих ресурсов (дисковое пространство, принтеры) через сетевое оборудование коммутаторы (switch) или концентраторы (hub).

Беспроводная точка доступа Wi-Fi – устройство для объединения компьютеров, коммутаторов и концентраторов в единую беспроводную сеть. Для передачи информации беспроводные точки доступа используют радиоволны из спектра частот, определенных стандартом IEEE 802.11.

Корпоративная сеть – объединение территориально разделенных локально-вычислительных сетей предприятия. Подключение осуществляется через спутниковую или радиорелейную сеть связи с использованием оборудования передачи данных – маршрутизатор (router) и/или модем.

Операционная система (ОС) – программное обеспечение, ответственное за распределение и использование ресурсов аппаратных средств, например памяти, времени центрального процессора, дискового пространства и периферийных устройств (принтеров). Операционная система – основа, которая обеспечивает работу прикладных программ, например текстовых редакторов, электронных таблиц и т.п. Популярные операционные системы: Windows 2000/XP/7.

Windows (Windows 98, Windows XP, Windows Vista, Windows 7) – операционная система (ОС), многозадачная среда с графическим пользовательским интерфейсом, работающая на ПЭВМ. Windows предоставляет стандартный интерфейс на основе раскрывающихся меню, окон и указательных устройств (мышь).

Windows Server 2000/2003/2008 – операционная система семейства Windows NT с централизованной обработкой данных сети на базе доменов, системой защиты данных, повышенной устойчивостью к сбоям жестких дисков и многим другим. Предназначена только для компьютеров типа сервер.

Прикладное программное обеспечение

Прикладное программное обеспечение (приложение) – специализированная программа, предназначенная для выполнения однотипных работ. В зависимости от рода деятельности, для которой создано приложение, оно может обрабатывать текст, числа, графику или все эти элементы в той или иной комбинации.

Текстовый редактор – это программа, позволяющая создавать и редактировать текстовые документы, такие как справки, отчеты, деловые письма, приказы и т.д. (например: Microsoft Word, Фотон).

Табличный редактор – программа, предназначенная для ввода и обработки данных в электронных таблицах, автоматизации расчетов, построение диаграмм (например: Microsoft Excel).

Интегрированный пакет – это программа, включающая в себя несколько функций: работа с текстовыми документами, таблицами, управление файловой структурой (например: Framework).

Презентационная программа – облегчает создание слайдов для показа на различных официальных мероприятиях, собирательно называемых презентациями (например: Microsoft PowerPoint).

Система управления базой данных – программное средство для хранения и извлечения информации из больших баз данных в виде различных таблиц и отчетных форм, удобных для пользователя (например: Microsoft Access, Oracle).

Графический редактор – программа, предназначенная для создания графических объектов различной сложности с высокой точностью и эффективностью (например: Micrografx Designer, AutoCAD, Corel, Paint Brush).

Электронная почта – система передачи любой информации (документ, текст, таблица, графика и т.п.) между пользователями ПЭВМ, с использованием средств коммуникации (например: Cc:Mail, Cc:Mail Remote, MS Exchange, MS Outlook).

Специализированная прикладная программа – программа, предназначенная для выполнения конкретных задач для специалистов определенной профессии.

В ОАО «Сургутнефтегаз» используются программы основного и вспомогательного производства. К программам основного производства относятся программы связанные со сбором, обработкой и анализом информации, связанной с добычей нефти, геологическими и геофизическими работами, бурением и капитальным ремонтом скважин. Например:

АРМ геолога – программа для автоматизированного ведения отчетности по созданию эксплуатационного рапорта по добыче нефти, закачке воды, месячного режима работы нефтяных и нагнетательных скважин.

Суточный рапорт бурового мастера – программа оперативного ведения и учета работ бригады буровой установки.

АРМ инженера – химика программный комплекс для ввода и анализа информации по физико-химическим исследованиям жидкости и воздуха, проводимыми лабораториями физико-химических анализов.

К задачам вспомогательного производства относятся комплексы программ, которые решают планово-экономические и бухгалтерские задачи, задачи «АСУ-автотранспорт», «АСУ-кадры». Например:

АРМ инспектора отдела кадров «АСУ Кадры» – программа для автоматизированного ведения отчетности, выбора необходимой информации из базы данных, обеспечения деятельности инспектора отдела кадров предприятия и отдела кадров аппарата ОАО «Сургутнефтегаз».

Справочно-правовая система «Консультант Плюс» – это уникальная Справочная система по российскому законодательству. Содержит все законодательные и нормативные акты РФ по отраслям производства, профессиональной деятельности. Системой могут пользоваться любые специалисты – банкиры, страховики, финансисты, аудиторы, юристы, руководители предприятий и т.д.

Комплекс бухгалтерского учета – предназначен для работников бухгалтерии предприятий. Данный комплекс включает в себя: «Учет финансовых операций и распределения затрат», «Учет труда и заработной платы», «Учет основных фондов», «Учет материальных ценностей».

Обучение пользователей ПЭВМ

По операционным системам и прикладному программному обеспечению, используемому на предприятиях ОАО «Сургутнефтегаз», обучение проводится в учебном центре ПУ «СургутАСУнефть».

Средства связи

Корпоративная сеть связи и передачи данных ОАО «Сургутнефтегаз» состоит из нескольких подсистем, построенных на оборудовании различных поколений и производителей.

Подсистема цифровых радиорелейных станций (РРЛ), построенная на оборудовании фирм Alcatel, NEC, работает в диапазоне от 7 до 25 ГГц и является основой транспортной схемы всей сети. Она состоит более чем из 30 узловых, промежуточных и конечных станций (УРС, ПРС, ОРС), общая

протяженность трассы составляет более 1 000 км и связывает все эксплуатируемые месторождения как со своими НГДУ, так и другими структурными подразделениями, находящимися в г.Сургут.

Подсистема телефонной связи представляет собой сеть цифровых автоматических телефонных станций (ЦАТС), различных производителей, построенную по радиально-узловому принципу, все узловые АТС одновременно включены в два территориально разнесенных, независимых опорно-транзитных узла (ОТУ), имеющих выход также на два независимые ОТУ СОП в г.Сургут. Кроме того, еще две узловые станции – в г.Лянтор и п.Федоровский – имеют присоединение к СОП на местном уровне в указанных пунктах. Все узловые АТС и оба опорно-транзитных узла построены на оборудовании S-12, имеющем большую коммутационную мощность и являющегося прозрачным для сетевых сервисных функций учреждений автоматических телефонных станций (УПАТС), из которых состоит большая часть конечных станций. В свою очередь, почти все УПАТС имеют встроенную систему DECT, что позволяет покрывать микросотовой связью всю территорию предприятий, на которых они установлены, или отдельные районы в населенных пунктах, где сосредоточены офисы подразделений ОАО «Сургутнефтегаз». Часть абонентов УПАТС, имеющая телефоны DECT с сетевым роумингом, может отвечать на звонки своего рабочего телефона, находясь при этом на территории другого предприятия.

Немаловажную роль в подсистеме телефонной связи выполняют системы узкополосного радиодоступа A9800 производства фирмы Alcatel. Эти системы являются идеальным решением вопроса обеспечения телефонной связью и низкоскоростной ПД различных объектов нефтедобычи и бурения, разбросанных по всей территории деятельности. Системы радиодоступа A9800 подключены ко всем узловым АТС посредством интерфейсов E1 и позволяют через конечные терминалы RST подключать к сети связи и передачи данных (ПД) абонентов, находящихся от узловой АТС на расстоянии до 20–30 км напрямую, при большем расстоянии применяются ретрансляторы RSN.

При использовании радиодоступа кабельные линии прокладываются для подключения телефонов к терминалам RST или RSN только внутри площадок объектов, по эстакадам или кабельной канализации. Для подключения одиночных удаленных объектов (до 5 км) к RST используется дополнительная опция системы A9800 стандарта DECT, что также позволяет свести к минимуму использование проводных ЛС.

Подсистема радиотелефонной связи «Акшонет» построенная на оборудовании стандарта MPT-1327 производства фирмы Nokia, эксплуатируется уже более 15 лет. Данная конфигурация и мощность системы позволяет почти на всей территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» (в Сургутском районе), обеспечивать радиотелефонной связью более 4 500 абонентов, в том числе все бригады бурения и нефтедобычи, весь оперативный транспорт и спецтехнику, а также отдельные удаленные объекты и объекты, требующие резервной связи. Кроме того, система позволяет при помощи групповых вызовов проводить селекторные совещания различных подразделений с одновременным участием как мобильных абонентов, так и

абонентов проводной телефонной сети. В настоящее время для замены устаревшей системы «Акшонет» сдана в эксплуатацию цифровая система радиотелефонной связи «Тетра». Происходит поэтапная замена абонентских станций (радиотелефонов) «Акшонет» на «Тетра».

Подсистема УКВ радиосвязи предназначена для передачи первичной информации и сигналов телемеханики непосредственно к кустам (от кустов) скважин и других объектов нефтедобычи к соответствующим первичным пунктам обработки информации. Она организована на базе УКВ радиостанций диапазона 400–450 МГц фирмы Motorola. Общее количество радиостанций, задействованных в системах телемеханики, составляет более 3 500 шт., которые разделены на 63 территориально-частотных куста.

Обеспечение работоспособности и техническое обслуживание средств связи в ОАО «Сургутнефтегаз» возложено на собственное Управление связи и телекоммуникаций (УСиТ).

В настоящее время в ОАО «Сургутнефтегаз» эксплуатируется информационная система «Бурение», которая предназначена для сбора, накопления, обработки, визуализации и хранения оперативной информации о бурении скважин.

Для передачи информации с буровых бригад, работающих на территории Сургутского района, используются ресурсы существующей корпоративной сети. Для бригад разведки и освоения, ведущих работы в Республике Саха (Якутия), до недавнего времени применялись телефоны спутниковой связи систем «Инмарсат» и «Глобалстар». Эксплуатация спутниковых телефонов показала, что применение этого типа оборудования целесообразно только на начальном этапе и в качестве аварийного средства связи из-за низкого качества услуг связи, предоставляемых российскими операторами спутниковой связи, низкой скоростью канала передачи данных, а также высоких тарифов.

Наша страна пока еще не обладает достаточным количеством наземных телекоммуникационных сетей. Процесс их развития за пределы индустриальных зон займет, по прогнозам специалистов, несколько десятилетий. Более того, во многих регионах строительство наземных сетей не является экономически оправданным. В этом случае услуги спутниковой связи очень часто оказываются единственной возможностью подключения удаленных объектов к корпоративной сети предприятия. Для обеспечения подключения удаленных объектов к корпоративной сети специалистами были рассмотрены технические решения на основе VSAT-технологий.

Использование на спутниках антенн с высокоэнергетическими узкими лучами (малым раствором) привело к появлению наземных станций VSAT (Very Small Aperture Terminal), антенны которых имеют небольшой диаметр, чаще всего равный 0,9–2,4 м. Это позволяет существенно уменьшить габариты и стоимость наземных станций, сделать их использование массовым и размещать их вблизи мест расположения абонентских систем – например, на крышах зданий. Использование технологии VSAT снижает на наземных станциях мощности передатчиков до 1–5 Вт. Основным аргумент в пользу подобных спутниковых систем – возможность их использования в удаленных районах со сложным рельефом и жесткими климатическими условиями

(вечная мерзлота, резкие температурные колебания, заболачивание местности). К преимуществам VSAT относятся и покрытие больших территорий, возможность объединения региональных фрагментов сетей, простота развертывания и модернизации.

В общем понимании VSAT – это небольшая станция спутниковой связи с антенной до 2,4 м. Станция состоит из антенно-фидерного устройства, наружного радиочастотного блока и внутреннего блока (спутникового модема). Внутренний блок обеспечивает сопряжение спутникового канала с терминальным оборудованием пользователя (компьютер, сервер ЛВС, телефон, факс и т.д.).

На основе VSAT-оборудования возможно построение мультисервисных сетей, предоставляющих практически все современные услуги связи: доступ в Интернет; телефонную связь; объединение локальных сетей (построение VPN-сетей); передачу аудио-, видеоинформации; резервирование существующих каналов связи; сбор данных, мониторинг и удаленное управление промышленными объектами и многое другое.

Технология iDirect является одной из наиболее эффективных спутниковых систем на рынке VSAT. iDirect обеспечивает эффективное использование полосы пропускания, как на спутниковом сегменте, так и на уровне IP-протокола, что позволяет говорить о низкой стоимости эксплуатации системы.

При разработке оборудования использовались результаты многолетних научных исследований и разработок в области технологии доступа TDMA, спутниковой связи и программного обеспечения. В результате оборудование iDirect представляет собой уникальное сочетание гибкости, надежности в работе и экономической эффективности. Это не просто совпадение, что British Telecom, армия США, SES Americom, и целый ряд операторов выбрали технологию iDirect.

В акционерном обществе наземные станции спутниковой связи iDirect применяются в подразделениях, работающих на удаленных лицензионных участках.

ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

16.1.	Требования охраны труда	700
16.2.	Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда	700
16.3.	Обязанности работника в области охраны труда	702
16.4.	Основные направления деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» в области охраны труда и промышленной безопасности	703
16.5.	Организация обучения работников безопасным методам и приемам выполнения работ	704
16.6.	Пожарная безопасность	711
16.7.	Огневые работы	713
16.8.	Основы гигиены труда и производственной санитарии	714
16.9.	Требования в области промышленной безопасности	723
16.10.	Требования промышленной безопасности при проведении работ	729
16.11.	Газоопасные работы на производственном объекте	730
16.12.	Организация и проведение работ с использованием грузоподъемных механизмов	732
16.13.	Порядок расследования аварий и инцидентов на опасном производственном объекте	735
16.14.	Основы электробезопасности	741
16.15.	О работе на открытом воздухе в холодное время года	750

16. ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

16.1. ТРЕБОВАНИЯ ОХРАНЫ ТРУДА

Государственными нормативными требованиями охраны труда, содержащимися в федеральных законах и иных нормативных правовых актах Российской Федерации и законах и иных нормативных правовых актах субъектов Российской Федерации, устанавливаются правила, процедуры и критерии, направленные на сохранение жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.

Государственные нормативные требования охраны труда обязательны для исполнения юридическими и физическими лицами при осуществлении ими любых видов деятельности, в том числе при проектировании, строительстве (реконструкции) и эксплуатации объектов, конструировании машин, механизмов и другого оборудования, разработке технологических процессов, организации производства и труда.

16.2. ОБЯЗАННОСТИ РАБОТОДАТЕЛЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНЫХ УСЛОВИЙ И ОХРАНЫ ТРУДА

Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда возлагаются на работодателя.

Работодатель обязан обеспечить:

- безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов;
- применение сертифицированных средств индивидуальной и коллективной защиты работников;
- соответствующие требованиям охраны труда условия труда на каждом рабочем месте;
- режим труда и отдыха работников в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права;
- приобретение и выдачу за счет собственных средств сертифицированной специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, смывающих и обезвреживающих средств в соответствии с установленными нормами работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением;
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, проведение инструктажа по охране труда, стажировки на рабочем месте и проверки знания требований охраны труда;

- недопущение к работе лиц, не прошедших в установленном порядке обучение и инструктаж по охране труда, стажировку и проверку знаний требований охраны труда;
- организацию контроля за состоянием условий труда на рабочих местах, а также за правильностью применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты;
- проведение аттестации рабочих мест по условиям труда с последующей сертификацией организации работ по охране труда;
- в случаях, предусмотренных трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, организовывать проведение за счет собственных средств обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течение трудовой деятельности) медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований работников, внеочередных медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований работников по их просьбам в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ними места работы (должности) и среднего заработка на время прохождения указанных медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований;
- недопущение работников к исполнению ими трудовых обязанностей без прохождения обязательных медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований, а также в случае медицинских противопоказаний;
- информирование работников об условиях и охране труда на рабочих местах, о риске повреждения здоровья и полагающихся им компенсациях и средствах индивидуальной защиты;
- предоставление федеральным органам исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере труда, федеральным органам исполнительной власти, уполномоченным на проведение государственного надзора и контроля за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, другим федеральным органам исполнительной власти, осуществляющим функции по контролю и надзору в установленной сфере деятельности, органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области охраны труда, органам профсоюзного контроля за соблюдением трудового законодательства и иных актов, содержащих нормы трудового права, информации и документов, необходимых для осуществления ими своих полномочий;
- принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи;
- расследование и учет в установленном настоящим Кодексом, другими федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации порядке несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;

- санитарно-бытовое и лечебно-профилактическое обслуживание работников в соответствии с требованиями охраны труда, а также доставку работников, заболевших на рабочем месте, в медицинскую организацию в случае необходимости оказания им неотложной медицинской помощи;
- беспрепятственный допуск должностных лиц федеральных органов исполнительной власти, уполномоченных на проведение государственного надзора и контроля, органов Фонда социального страхования Российской Федерации, а также представителей органов общественного контроля в целях проведения проверок условий и охраны труда и расследования несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- выполнение предписаний должностных лиц федеральных органов исполнительной власти, уполномоченных на проведение государственного надзора и контроля, и рассмотрение представлений органов общественного контроля в установленные настоящим Кодексом, иными федеральными законами сроки;
- обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- ознакомление работников с требованиями охраны труда;
- разработку и утверждение правил и инструкций по охране труда для работников с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации или иного уполномоченного работниками органа в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов;
- наличие комплекта нормативных правовых актов, содержащих требования охраны труда в соответствии со спецификой своей деятельности.

16.3. ОБЯЗАННОСТИ РАБОТНИКА В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ТРУДА

Работник обязан:

- соблюдать требования охраны труда;
- правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты;
- проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочем месте, проверку знаний требований охраны труда;
- немедленно извещать своего непосредственного или вышестоящего руководителя о любой ситуации, угрожающей жизни и здоровью людей, о каждом несчастном случае, происшедшем на производстве, или об ухудшении состояния своего здоровья, в том числе о проявлении признаков острого профессионального заболевания (отравления);
- проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры (обследования), а также проходить внеочередные медицинские осмотры (обследования) по направлению работодателя в случаях, предусмотренных настоящим Кодексом и иными федеральными законами.

16.4. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Генеральной концепцией открытого акционерного общества «Сургутнефтегаз» и его структурных подразделений при всех видах деятельности является приоритет охраны труда и промышленной безопасности. Никакие соображения экономического, технического или иного плана не могут быть приняты во внимание, если они противоречат интересам обеспечения безопасности работающих на производстве, населения и окружающей среды.

В целях постоянного повышения уровня охраны труда и промышленной безопасности на объектах ОАО «Сургутнефтегаз» необходимо:

1) при разработке и реализации стратегии экономического и социального развития:

- действовать в соответствии с законодательными и нормативными актами по охране труда в Российской Федерации, разрабатывать и совершенствовать отраслевые нормативные акты на основе достигнутого мирового уровня охраны труда и промышленной безопасности;

- развивать научно-исследовательские и конструкторские работы по охране труда и промышленной безопасности, активно внедрять их результаты в производство;

- продолжить работы по совершенствованию обеспечения социальных льгот и компенсаций работникам, занятым в тяжелых, опасных и вредных условиях труда, улучшению их медицинского и культурно-бытового обслуживания;

- поддерживать в Обществе эффективную систему страхования жизни работников и создание страховых фондов;

- обеспечить приоритетное финансирование мероприятий, направленных на повышение промышленной безопасности и создание здоровых и безопасных условий труда.

2) при проектировании, строительстве, реконструкции и эксплуатации производственных объектов:

- использовать прогрессивные организационные и технические решения, обеспечивающие надлежащие условия охраны труда, содержание рабочих мест;

- обеспечивать создание эффективных систем контроля за состоянием условий и охраны труда на рабочих местах, предупреждения и локализации аварийных ситуаций;

- на всех стадиях выполнения работ обеспечивать экспертизу принятых решений с учетом их соответствия требованиям законодательных и нормативных актов по охране труда и промышленной безопасности, планировать и осуществлять эффективные профилактические мероприятия, предотвращающие воздействие опасных и вредных производственных факторов на работников, население и окружающую природную среду.

16.5. ОРГАНИЗАЦИЯ ОБУЧЕНИЯ РАБОТНИКОВ БЕЗОПАСНЫМ МЕТОДАМ И ПРИЕМАМ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

Все работники, принимаемые на работу в структурные подразделения Общества (рабочие, специалисты, служащие), независимо от характера, сложности и степени опасности производства, а также от стажа их работы, образования и квалификации, перед допуском к самостоятельной работе должны пройти соответствующее обучение по охране труда.

Руководители и специалисты проходят, в установленном в Обществе порядке обучение по охране труда в объеме должностных обязанностей при поступлении на работу в течение первого месяца, далее – по мере необходимости, но не реже одного раза в три года.

Общее руководство и ответственность за правильную организацию, своевременное и качественное обучение работников по охране труда в структурных подразделениях Общества возлагается на руководителей структурных подразделений, а в производственных подразделениях, участках, автоколоннах – на их руководителей.

Допуск к самостоятельному выполнению работ и руководству ими лиц, не прошедших соответствующего обучения, запрещается.

16.5.1. Обучение работников рабочих профессий

Обучение работников рабочих профессий по охране труда, как по основной, так и по совмещаемой профессии, перед допуском к самостоятельному выполнению работ предусматривает:

- все виды инструктажей (вводный, на рабочем месте – первичный, повторный, внеплановый, целевой);
- стажировку на рабочем месте по отработке безопасных методов и приемов выполнения работ;
- проверку знаний требований охраны труда (первичная, периодические и внеочередные);
- тренировочные занятия по действиям персонала в аварийных и экстремальных ситуациях (по планам ликвидации возможных аварий);
- подготовку, переподготовку и повышение квалификации рабочих на производстве в обучающих организациях.

16.5.2. Проведение инструктажа по охране труда

Инструктаж по охране труда проводится со всеми поступающими на работу рабочими и включает в себя:

- ознакомление их с основными положениями трудового законодательства, правилами внутреннего трудового распорядка, правилами поведения на территории структурного подразделения Общества и в производственных подразделениях, имеющимися опасными или вредными производственными факторами;
- изучение требований охраны труда, содержащихся в локальных нормативных актах, инструкциях по охране труда, эксплуатационной документации;
- показ правильных способов применения безопасных методов и приемов выполнения работ.

16.5.3. Вводный инструктаж

Все принимаемые на работу лица, а также командированные в структурные подразделения Общества работники и работники сторонних организаций, выполняющие работы на выделенном участке, обучающиеся образовательных учреждений соответствующих уровней, проходящие производственную практику, и другие лица, участвующие в производственной деятельности структурных подразделений Общества, проходят в установленном порядке вводный инструктаж.

После прохождения вводного инструктажа и медицинской комиссии работники направляются на работу в производственное подразделение, на участок, бригаду для прохождения инструктажа на рабочем месте.

16.5.4. Инструктажи на рабочем месте

После прохождения вводного инструктажа все рабочие должны пройти первичный инструктаж на рабочем месте.

Освобождаются от прохождения первичного инструктажа на рабочем месте работники, не связанные с эксплуатацией, обслуживанием, испытанием, наладкой и ремонтом оборудования, использованием электрифицированного инструмента, хранением и применением сырья и материалов.

Перечень профессий и должностей работников, освобожденных от прохождения первичного инструктажа на рабочем месте, с учетом мнения профсоюзного органа утверждается руководителем структурного подразделения Общества.

16.5.5. Первичный инструктаж

Первичный инструктаж на рабочем месте проводится до начала самостоятельной работы:

- со всеми вновь принятыми работниками, включая рабочих, выполняющих работу на условиях трудового договора, заключенного на срок до 2 месяцев или на период выполнения сезонных работ, в свободное от основной работы время;
- с работниками структурного подразделения Общества, переведенными в установленном порядке из одного производственного подразделения в другое, либо работниками, которым поручается выполнение новой для них работы;
- с командированными работниками сторонних организаций;
- с обучающимися образовательных учреждений соответствующих уровней, проходящими производственную практику (практически занятия);
- с другими лицами, участвующими в производственной деятельности структурного подразделения Общества;
- с работниками, переведенными в установленном порядке из одного структурного подразделения Общества в другое структурное подразделение Общества без изменения при этом рабочего места (машина, оборудование) и характера выполняемых работ проводится только первичный инструктаж на рабочем месте.

При этом в службу охраны труда предоставляются копии документов о прохождении стажировки, первичной и последней проверки знаний требований охраны труда с прежнего места работы.

Цель первичного инструктажа на рабочем месте – обучение каждого рабочего правильным и безопасным методам и приемам выполнения работ.

При инструктаже рабочему должны быть разъяснены:

- основные его обязанности и ответственность за соблюдение требований инструкций по охране труда и других, в том числе локальных, нормативных документов (проектов производства работ, технологических регламентов, инструктивных карт и т.п.);
- правила поведения на рабочем месте, на территории структурного подразделения, цеха;
- общие сведения о производственном процессе и применяемом оборудовании, машинах и механизмах, основные опасные и вредные производственные факторы;
- требования безопасности при обслуживании оборудования (сварочного, станочного и т.п.), машин и механизмов, на которых предстоит ему работать (опасные зоны, оградительные, предохранительные и герметизирующие устройства, устройства автоматического контроля и сигнализации, и другие средства защиты);
- порядок подготовки, организации и содержания рабочих мест (проверка исправности оборудования, пусковых устройств, приборов, инструмента и приспособлений, блокировок, заземления и других средств защиты);
- порядок обеспечения, правила применения, пользования и ухода за средствами индивидуальной защиты;
- содержание инструкций по безопасному ведению работ по его профессии, безопасные методы и приемы выполнения работ, проявления возможных опасностей и меры их устранения;
- требования электробезопасности и пожарной безопасности в цехе и на рабочем месте;
- методы и способы оказания первой (доврачебной) помощи пострадавшим при несчастных случаях и др.

Проведение первичного инструктажа на рабочем месте возлагается на руководителя производственного подразделения (мастера, прораба, начальника автоколонны, начальника установки, механика и т.д.), в непосредственное подчинение которого направлен вновь принятый на работу, прошедшего в установленном порядке обучение по охране труда и проверку знаний требований охраны труда.

При этом инструктирующий, кроме ознакомления рабочего с содержанием требований инструкций по охране труда, общий Перечень по которым по структурному подразделению утверждается руководителем структурного подразделения с учетом мнения выборного профсоюзного органа, обязан показать ему все опасные зоны на рабочем месте, оборудовании, ознакомить со способами правильной и безопасной организации рабочего места, безопасным и приемам выполнения работ, а также обратить его внимание на недопустимость применения опасных приемов работ или осуществление

иных действий, которые могут привести к травмированию или отравлению как самого работающего, так и окружающих.

Первичный инструктаж на рабочем месте проводится по программам, разработанным для рабочих отдельных профессий или видов работ в соответствии с требованиями законодательных и иных нормативных правовых актов по охране труда, локальных нормативных актов, инструкций по охране труда, технической и эксплуатационной документации с учетом конкретных условий работы, производства и применительно к профессии инструктируемого.

Продолжительность проведения первичного инструктажа на рабочем месте определяется инструктирующим с учетом предъявляемых к персоналу требований безопасности до полного осознанного усвоения им изучаемых материалов.

Для персонала, обслуживающего опасные производственные объекты, продолжительность проведения первичного инструктажа на рабочем месте должна быть не менее 8 часов. Перечень профессий определяется приказом по структурному подразделению.

Инструктирующий по окончании инструктажа устным опросом или с помощью технических средств обучения должен убедиться в том, что рабочий усвоил безопасные методы и приемы выполнения работы и практически знает и понимает требования инструкций по охране труда, а также требования безопасности, относящиеся к его работе и конкретному рабочему месту.

Рабочий, показавший неудовлетворительные знания, к самостоятельной работе или практическим занятиям не допускается и обязан вновь пройти инструктаж.

16.5.6. Повторный инструктаж

Все работники, указанные в пункте 16.5.5, независимо от их образования, квалификации и стажа работы по данной профессии или должности, с периодичностью, установленной в организации, проходят повторный инструктаж.

Цель повторного инструктажа – обновление, углубление и закрепление знаний рабочими требований безопасности при выполнении основных и других наиболее часто выполняемых ими работ и операций.

Повторный инструктаж проводится руководителем работ непосредственно на рабочем месте по программе первичного инструктажа, прорабатывая при этом с инструктируемыми содержание требований инструкций по охране труда по профессиям и видам работ, связанных с выполнением основной работы.

При повторных инструктажах рабочих знакомят с краткими обстоятельствами и причинами несчастных случаев и пожаров, приказами, распоряжениями, письмами, поступившими за период после проведения предыдущего инструктажа.

Повторный инструктаж проводится в форме беседы как с отдельными рабочими, так и с группой рабочих однородной профессии, обслуживающих однотипное оборудование и в пределах общего рабочего места.

Рабочие, которые по каким-либо причинам (отпуск, болезнь, командировка и др.) не были проинструктированы в установленный день, должны быть проинструктированы в день выхода на работу.

16.5.7. Внеплановый инструктаж

В особых случаях, вызванных производственной необходимостью, с рабочими должен проводиться внеплановый инструктаж.

Внеплановый инструктаж рабочих проводится:

- при введении в действие новых или изменении законодательных и иных нормативных правовых актов, содержащих требования охраны труда, а также инструкций по охране труда;
- при изменении технологических процессов, замене или модернизации оборудования, приспособлений, инструмента и других факторов, влияющих на безопасность труда;
- при нарушении работниками требований охраны труда, если эти нарушения создали реальную угрозу наступления тяжких последствий (несчастный случай на производстве, авария и т.п.);
- по требованию должностных лиц органов государственного надзора и контроля;
- при перерывах в работе для работ с вредными и опасными условиями – более 30 календарных дней, а для остальных работ – более двух месяцев;
- по решению работодателя (или уполномоченного им лица).

Внеплановый инструктаж проводится индивидуально или с группой рабочих одной профессии.

Объем и содержание внепланового инструктажа определяются в каждом конкретном случае руководством структурного подразделения с учетом обстоятельств и причин, вызвавших необходимость его проведения.

Внеплановый инструктаж рабочих проводят непосредственные руководители работ.

16.5.8. Целевой инструктаж

Все рабочие при получении задания на выполнение разовых работ, не входящих в круг их обязанностей или работ в условиях повышенной опасности (работ, выполняемых по нарядам-допускам) должны быть проинструктированы по безопасному выполнению этих работ.

Целевой инструктаж проводится ответственным руководителем работ (мастером, старшим мастером, начальником участка и т.д.) и оформляется в Журнале регистрации инструктажа на рабочем месте или в наряде-допуске.

Целевой инструктаж с работниками сторонних структурных подразделений Общества и сторонних организаций, прибывших на действующий объект другого структурного подразделения Общества для участия в производственной деятельности на данном объекте, проводит руководитель работ действующего объекта.

В объем программы целевого инструктажа входит ознакомление с правилами внутреннего трудового распорядка, действующими на данном производственном объекте, правилами поведения на территории действующего

объекта, ознакомление с перечнем мест и видов работ, где допускается выполнять работу только по наряду-допуску, действиям персонала при возникновении аварийных ситуаций и другие вопросы, касающиеся безопасности пребывания персонала стороннего структурного подразделения Общества на территории действующего объекта.

16.5.9. Стажировка

Работники, принятые на работы, связанные с обслуживанием, испытанием, наладкой и ремонтом оборудования, с применением в работе особо опасных и вредных веществ, кроме первичного инструктажа перед допуском к самостоятельной работе должны пройти практическое обучение (стажировку) непосредственно на рабочем месте.

Перечень профессий работников, которым необходима стажировка, с указанием срока ее продолжительности, утверждается руководителем структурного подразделения Общества с учетом мнения профсоюзного органа.

Продолжительность стажировки работников, в зависимости от характера работ и профессиональной подготовленности, устанавливается от 2 до 5 смен, если иные сроки стажировки работников не определены другими нормами, и правилами.

От стажировки могут освобождаться работники, имеющие стаж работы по специальности не менее 3 лет, переходящие из одного производственного подразделения в другое, если характер его работы и тип оборудования, на котором он работал ранее, не меняется, о чем указывается в приказе о переводе.

Закрепление работника для практического обучения оформляется направлением руководителя производственного подразделения с указанием продолжительности стажировки, обучающего лица (инструктора-наставника) из числа опытных квалифицированных работников и ответственного лица (непосредственного руководителя работ), обязанного вести контроль за практическим обучением.

По окончании стажировки на рабочем месте перед допуском к самостоятельной работе работник должен пройти проверку знаний требований охраны труда в объеме требований инструкций по охране труда, соблюдение требований которых входит в его обязанности с учетом характера производственной деятельности.

16.5.10. Проверка знаний требований охраны труда у работников рабочих профессий

Проверка теоретических знаний требований охраны труда и практических навыков безопасной работы у работников рабочих профессий по характеру и времени проведения подразделяется на первичную, периодическую и внеочередную.

16.5.11. Первичная проверка знаний

Первичная проверка знаний у работников проводится после прохождения стажировки на рабочем месте, перед допуском к самостоятельной работе.

Проверка знаний у работников осуществляется комиссией, назначаемой приказом по структурному подразделению общества под председательством руководителя соответствующего производственного подразделения (цеха, участка, автоколонны и т.п.).

В работе комиссии могут участвовать только те специалисты производственного подразделения, которые прошли обучение по охране труда и проверку знаний требований охраны труда в установленном порядке.

Проверка знаний у работников проводится в индивидуальном порядке по билетам, разработанным на основании вопросников, в которых должны быть отражены требования охраны труда по всем видам выполняемых работ.

Результаты проверок знаний оформляются протоколом, в котором, кроме оценки знаний проверяемого (сдал/не сдал), дается заключение о возможности допуска его к самостоятельной работе.

Работнику, успешно прошедшему первичную проверку знаний требований охраны труда, выдается удостоверение за подписью председателя комиссии по проверке знаний требований охраны труда, заверенное печатью структурного подразделения Общества.

Лица, получившие положительную оценку, допускаются к самостоятельному выполнению соответствующих видов работ, решением о его допуске к самостоятельной работе.

Работник, не прошедший проверки знаний требований охраны труда, обязан в срок не позднее одного месяца пройти повторную проверку знаний.

Неявка работника на обучение и повторную проверку знаний без уважительных причин рассматривается как нарушение трудовой дисциплины. В этом случае к нему могут применяться меры дисциплинарного взыскания.

16.5.12. Периодическая проверка знаний

Периодическая проверка знаний требований охраны труда у работников проводится через каждый год работы по графикам в том же порядке, как и при проведении первичной проверки знаний.

Графики составляются ежегодно мастерами и утверждаются руководителями производственных подразделений (цехов и т.п.).

Руководитель производственного подразделения сообщает работнику о дате проверки знаний требований охраны труда за 2 недели до ее проведения и организует обучение работника по охране труда в порядке установленном руководителем структурного подразделения Общества.

Работник должен обеспечиваться вопросниками, необходимыми учебными пособиями, ему должна оказываться практическая помощь при подготовке к проверке знаний.

16.5.13. Внеочередная проверка знаний

Внеочередная проверка знаний требований охраны труда у работников, независимо от срока проведения предыдущей проверки, проводится:

- при введении новых или внесении изменений и дополнений в действующие законодательные и иные нормативные правовые акты, содержащие требования охраны труда. При этом осуществляется проверка знаний только этих законодательных и нормативных правовых актов;

– при вводе в эксплуатацию нового оборудования и изменениях технологических процессов, требующих дополнительных знаний по охране труда работников. В этом случае осуществляется проверка знаний требований охраны труда, связанных с соответствующими изменениями;

– при назначении или переводе работников на другую работу, если новые обязанности требуют дополнительных знаний по охране труда (до начала исполнения ими своих обязанностей);

– по требованию должностных лиц федеральной инспекции труда, других органов государственного надзора и контроля, а также федеральных органов исполнительной власти и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области охраны труда, вышестоящей хозяйственной организации;

– по требованию руководителя структурного подразделения Общества (или уполномоченного им лица) при установлении нарушений требований охраны труда и недостаточных знаний требований безопасности и охраны труда;

– после происшедших аварий и несчастных случаев, а также при выявлении неоднократных нарушений работниками структурного подразделения Общества требований безопасности и охраны труда;

– при перерыве в работе по данной специальности более одного года.

Перечень вопросов для внеочередной проверки знаний устанавливается в каждом конкретном случае руководством структурного подразделения Общества с учетом причин проверки.

16.6. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

16.6.1. Противопожарный режим

Противопожарный режим – правила поведения людей, порядок организации производства и (или) содержания помещений (территорий), обеспечивающие предупреждение нарушений требований пожарной безопасности и тушение пожаров. Противопожарный режим излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ним должен осуществлять обслуживающий персонал.

На объекте должен соблюдаться соответствующий их пожарной опасности противопожарный режим:

- определены и оборудованы места для курения;
- определены места и допустимое количество хранения в помещениях материалов;
- установлен порядок уборки горючих материалов;
- определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня;
- регламентирован порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ;
- регламентирован порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы;
- регламентированы действия работников при обнаружении пожара;

- определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение;
- определен порядок проверки исправности средств пожаротушения (огнетушители, системы внутреннего и наружного водоснабжения, автоматические системы пожаротушения).

16.6.2. Основные причины пожаров и взрывов

К основным причинам пожара и загорания в нефтяной промышленности относятся следующие:

- нарушение технологического процесса и неисправность оборудования;
- неосторожное обращение с огнем и бытовыми электроприборами;
- короткое замыкание электрических проводов и перегрев электрооборудования;
- нарушение правил пожарной безопасности при производстве электрогазосварочных и других огневых работ.

Нарушение технологического процесса – использование при вскрытии и разбуривании продуктивного пласта бурового раствора, параметры которого (вязкость и плотность) не соответствуют геолого-техническому наряду, подъем бурового инструмента без долива скважины, увеличение давления в газопроводе, нарушение технологического процесса при подготовке нефти к транспорту, т.е. неполное отделение нефти и газа, может привести к скоплению горючего газа на территории резервуарного парка и создать опасную ситуацию.

Неисправность оборудования следствие несвоевременного планово-предупредительного ремонта, коррозии и других причин. Все это может привести к негерметичности оборудования, в зависимости от его назначения, к утечке нефти, ее паров или нефтяного газа, а это, в свою очередь, – к возникновению взрывоопасной концентрации газовоздушной смеси и, как следствие, к взрыву или пожару. К таким последствиям приводят, например, негерметичность задвижки, перекрывающей ремонтируемый участок нефтепровода от нефтесборной емкости, негерметичность фонтанной или компрессорной арматуры, разрушение или выбивание набивок или прокладочных материалов соединений оборудования и запорной арматуры, крышек люков и другие неисправности.

Короткое замыкание электрических проводов и перегрев электрооборудования – при наличии газа и паро-воздушных горючих смесей, – электрическое искрение, сопутствующее короткому замыканию, значительное повышение температуры при перегреве электрооборудования неизбежно вызывают воспламенение этих смесей, например: загорание разлитой нефти от искры при схлестывании электропроводов, загорание нефти в резервуаре от искры короткого замыкания при обрыве кабеля подогревателя, загорание изоляционных материалов из-за короткого замыкания в результате пробоя или перекрытия изоляции. Частой причиной пожаров также является ослабление контакта в местах присоединения токоведущих частей.

Нарушение правил пожарной безопасности при электрогазосварочных и других огневых работах – отопев оборудования, содержащего легковоспламеняющиеся жидкости, горючие газы, открытым огнем; оставленные

под напряжением силовой и осветительной линии во время фонтанирования скважины и др. Условия возникновения пожара и загорания – наличие горючей среды, окислителя и источников зажигания. Такими источниками на предприятиях нефтяной промышленности могут быть механические и электрические искры, пирофорные отложения, нагретые поверхности, открытый огонь и др. Искрение, возникающее при появлении статического электричества, способно привести к пожару вследствие нарушения условий, обеспечивающих безопасность при сливе, наливе, перекачке и хранении ЛВЖ и ГЖ.

16.6.3. Мероприятия по предупреждению пожаров

Пожарная профилактика – это совокупность основных противопожарных мероприятий, направленных на исключение возникновения пожара. Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

- предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- ограничение сферы распространения огня;
- обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из сферы пожара;
- создание условий эффективности тушения пожара.

Обеспечение мер пожарной безопасности достигается выполнением основных мероприятий по предупреждению пожаров:

- знание технологического процесса производства и выполнение правил пожарной безопасности;
- недопущение применения открытого огня (сварочные работы, разогрев трубопроводов открытым огнем и т.д.) на временных местах без соответствующего оформления наряда-допуска;
- разработкой подготовительных мероприятий, направленных на недопущения пожаров при проведении огневых работ в пожароопасных и взрывопожароопасных зонах;
- применение технологического оборудования, имеющего исправные системы предотвращения и ликвидации пожароопасных ситуаций;
- недопущение применения не искробезопасного инструмента и оборудования во взрывопожароопасных зонах;
- выполнение требований инструкций о мерах пожарной безопасности как для всего предприятия, так и для отдельных объектов;
- организация обучения противопожарного инструктажа и пожарно-технического минимума;
- применение исправного электрооборудования и эксплуатация его в соответствии с требованиями технических паспортов, правил устройства электроустановок.

16.7. ОГНЕВЫЕ РАБОТЫ

К *огневым работам* относятся производственные операции, связанные с применением открытого огня, искрообразованием и нагреванием до температуры, способной вызвать воспламенение материалов и конструкций (электросварка, газосварка, паяльные работы, механическая обработка металла с образованием искр и т.п.).

Огневые работы должны проводиться в соответствии с инструкцией «О порядке проведения огневых работ на взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных объектах».

Огневые работы на действующих взрывоопасных и пожароопасных объектах разрешаются в исключительных случаях, когда эти работы невозможно проводить в специально отведенных для этой цели местах и если это не создает угрозы взрыва, пожара.

Огневые работы проводятся только в дневное время (за исключением аварийных случаев).

Огневые работы проводятся только при наличии наряда-допуска, утвержденного инженером или лицом, замещающим его по приказу. В аварийных случаях наряд-допуск на проведение огневых работ может выдаваться начальником цеха по устному разрешению главного инженера. В этом случае огневые работы должны проводиться под непосредственным руководством лица, выдавшего наряд-допуск на их ведение.

Наряд-допуск оформляется отдельно на каждый вид огневых работ и действителен в течение одной дневной рабочей смены. Если эти работы не закончены в установленный срок, то наряд-допуск может быть продлен начальником цеха в установленном порядке, но не более чем на одну смену.

16.8. ОСНОВЫ ГИГИЕНЫ ТРУДА И ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ САНИТАРИИ

16.8.1. Метеорологические условия на производстве

Метеорологические условия на производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха ($^{\circ}\text{C}$); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение (Вт/м^2) или тепловая нагрузка среды ($^{\circ}\text{C}$). Эти параметры, отдельно и в комплексе, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям. Внутри производственных помещений они в значительной степени зависят от характеристики зданий и технологических процессов, происходящих в них. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность, при низкой – уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Улучшение метеорологических условий в производственных помещениях осуществляется с использованием технологических, санитарно-технических и медико-профилактических мероприятий.

16.8.2. Определение содержания вредных веществ в производственных помещениях на рабочих местах

На производственных объектах для обеспечения безопасности производства и предупреждения возникновения концентраций паров и газов, которые могут повлечь за собой взрывы, пожары, острые и хронические отравления людей проводится производственный лабораторный контроль воздушной среды.

Точками контроля являются места проведения газоопасных и огневых работ, возможных утечек пожаровзрывоопасных и вредных веществ, постоянного или временного пребывания работающих в производственных помещениях, на открытых площадках, в замкнутых пространствах емкостей, колодцев и т.п.

Для каждого производственного объекта должен быть определен перечень пожаровзрывоопасных и вредных веществ, которые могут выделяться в воздушную среду. Периодический контроль должен проводиться согласно графику, утвержденному главным инженером структурного подразделения.

В наиболее опасных местах должен быть организован постоянный контроль воздушной среды стационарными автоматическими газоанализаторами с выводом показателей датчиков на диспетчерский пункт. Наряду с автоматическим контролем и в местах его отсутствия должен проводиться контроль переносными газоанализаторами, обеспечивающими оперативное получение результатов измерений. Для определения содержания метана, углеводородов предельных алифатических, паров бензина и т.д. применяют переносные газоанализаторы ПГА-57, КОЛИОН-1В, газоопределитель химический ГХ-М и т.д.

Содержание вредных веществ в воздухе производственных помещений не должно превышать предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны согласно гигиеническим нормативам ГН 2.2.5.1313-03, а для метана – предельно допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДВК).

16.8.3. Промышленная вентиляция

Промышленная вентиляция предназначена для удаления из производственных помещений и рабочих мест воздуха, содержащего различные взрывоопасные и вредные вещества (газы, пары, пыль) и подачи в помещения и к рабочим зонам чистого воздуха, а также улучшения микроклиматических параметров в помещении.

В зависимости от назначения системы промышленной вентиляции делят на приточные и вытяжные:

- *приточной* называется такая система, при помощи которой в помещение подается чистый наружный воздух;
- *вытяжной* называется система, при помощи которой из помещения удаляется загрязненный воздух.

Чаще всего устраиваются приточно-вытяжные системы вентиляции, одновременно подающие и удаляющие воздух из помещения.

В зависимости от способа перемещения воздуха различают естественную и механическую вентиляцию.

Естественная вентиляция помещений обуславливается разницей температур наружного и внутреннего воздуха, а также силой ветра.

Чем больше разность между температурами воздуха внутри помещения и снаружи, тем больше тепловой напор и, следовательно, объем воздуха, проходящего через 1 м³ открытого отверстия. Необходимый естественный воздухообмен в помещении обеспечивается устройством вентиляционных

отверстий достаточной площади. Приточные отверстия размещают в нижней части помещения, а вытяжные – в наивысших его частях (под перекрытием или в фонаре), так как теплый воздух помещения легче холодного и поэтому стремится вверх. При обдувании здания ветром с наветренной стороны создается зона повышенного давления, с подветренной – пониженного. В результате разности давлений воздух поступает в здание через все вентиляционные отверстия с наветренной стороны и выходит через отверстия противоположной стороны подветренной стороны, и таким образом здание проветривается. Для усиления естественной вытяжки из помещений применяют дефлекторы (специальные насадки), которые устанавливают в наиболее высоких местах над крышей здания так, чтобы со всех сторон они были подвержены воздействию ветра, создающего необходимое разрежение у выпускных отверстий.

Механическая вентиляция осуществляется при помощи вентиляторов и позволяет транспортировать воздух на значительные расстояния. Вентилятор является основой механической (принудительной) системы вентиляции – он создает необходимый напор и обеспечивает требуемое поступление воздуха в вентилируемые помещения. Основными параметрами вентилятора являются производительность по воздуху ($\text{м}^3/\text{ч}$), полное давление. По конструктивному исполнению вентиляторы электрические могут быть осевыми, радиальными, центробежными, по назначению – канальными, крышными вентиляторами, по типоразмеру – бытовыми (настенные вентиляторы, оконные вентиляторы) и промышленными.

Механическая вентиляция позволяет осуществлять качественный воздухообмен в помещениях независимо от объемов удаляемого и приточного воздуха, кроме того, работа такой вентиляции не зависит от погодных условий.

По месту действия вентиляция может быть местной и общеобменной. Принцип действия общеобменной системы вентиляции заключается в том, что с ее помощью удаляется загрязненный воздух из всего помещения. При помощи местных систем вентиляции воздух удаляется из отдельных мест (или подается в отдельные места) помещения, где выделяются различные производственные вредности. Например, осуществляется местная вытяжная вентиляция от заточных или шлифовальных станков, печей, ванн или воздушный душ у нагревательной печи и т.д.

Воздушные души представляют собой вентиляционные устройства, подающие поток воздуха на рабочее место или сравнительно небольшой участок. Воздушные завесы применяются для уменьшения попадания в помещение холодного воздуха. Для этого нагретый воздух подается в помещение в виде струи во всю ширину или высоту ворот из канала, расположенного под воротами или сбоку от них.

К основным характеристикам вентиляции можно отнести такие параметры, как объем и кратность воздухообмена.

Под объемом вентиляции понимают количество воздуха в кубических метрах, поступающее в помещение в течение часа. Кратность воздухообмена – это сколько раз меняется воздух в замкнутом помещении в течение часа. В зависимости от типа и назначения помещения устанавливаются нормы кратности воздухообмена.

В насосных, перекачивающих сырую нефть, должна быть устроена общеобменная приточно-вытяжная вентиляция, обеспечивающая удаление вредных выделений.

16.8.4. Производственное освещение

Рациональное освещение помещений и рабочих мест – один из важнейших элементов благоприятных условий труда. При правильном освещении повышается производительность труда, улучшаются условия безопасности, снижается утомляемость. При недостаточном освещении рабочий плохо видит окружающие предметы и плохо ориентируется в производственной обстановке. Успешное выполнение рабочих операций требует от него дополнительных усилий и большого зрительного напряжения. Неправильное и недостаточное освещение может привести к созданию опасных ситуаций.

Производственное освещение считается рациональным при соблюдении следующих требований:

- достаточной яркости освещаемой поверхности (глаз без напряжения должен отчетливо различать нужные ему предметы);
- достаточной равномерности распределения светового потока на рабочих поверхностях;
- расположения приборов искусственного освещения таким образом, чтобы глаз не испытывал слепящего действия от чрезмерной яркости как источника света, так и отражающих поверхностей.

В производственной обстановке используют три вида освещения: естественное, искусственное и совмещенное.

Естественное освещение – освещение помещений светом неба (прямым или отраженным), проникающим через световые проемы в наружных ограждающих конструкциях.

Естественное освещение подразделяется на:

- боковое – естественное освещение помещения через световые проемы в наружных стенах;
- верхнее – естественное освещение помещения через фонари, световые проемы в стенах в местах перепада высот здания;
- комбинированное (верхнее и боковое) – сочетание верхнего и бокового естественного освещения.

Искусственное освещение – освещение помещения только источниками искусственного света (лампы накаливания, газоразрядные и т.д.).

Искусственное освещение подразделяется на следующие виды:

- рабочее – освещение, обеспечивающее нормируемые осветительные условия (освещенность, качество освещения) в помещениях и в местах производства работ вне зданий;
- аварийное – разделяется на освещение безопасности и эвакуационное освещение;
- охранное – освещение в нерабочее время;
- дежурное – освещение в нерабочее время.

Искусственное рабочее освещение предназначено для создания необходимых условий работы и нормальной эксплуатации зданий и территорий. Рабочее освещение следует предусматривать для всех помещений зданий,

а также участков открытых пространств, предназначенных для работы, прохода людей и движения транспорта.

Искусственное освещение может быть двух систем:

- общее освещение – освещение, при котором светильники размещают в верхней зоне помещения равномерно (общее равномерное освещение) или применительно к расположению оборудования (общее локализованное освещение);

- комбинированное освещение – освещение, при котором к общему освещению добавляется местное; местное освещение – освещение, дополнительное к общему, создаваемое светильниками, концентрирующими световой поток непосредственно на рабочих местах. Применение одного местного освещения производственных рабочих мест не допускается.

Совмещенное освещение – освещение, при котором недостаточное по нормам естественное освещение дополняется искусственным.

Для общего освещения применяют мощные высоко подвешенные светильники. Равномерность освещения рабочих помещений достигается таким размещением светильников, при котором не создаются падающие тени от работающего и от расположенного вблизи оборудования. Если по условиям работы тени нельзя устранить, то освещенность в тени должна соответствовать нормам освещенности. Избежать теней можно правильной подвеской и распределением светильников. При общем освещении каждое место работы для смягчения теней должно освещаться несколькими светильниками.

На взрыво-, пожароопасных объектах нефтегазодобывающих организаций для освещения должны использоваться светильники только во взрывозащищенном исполнении, оборудованные защитной сеткой от механических повреждений.

16.8.5. Защита работающих от вредного воздействия производственного шума и вибрации

Производственный шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности. Звук как физический процесс представляет собой волновое движение упругой среды.

По спектральному составу в зависимости от преобладания звуковой энергии в соответствующем диапазоне частот различают низко-, средне- и высокочастотные шумы, по временным характеристикам – постоянные и непостоянные, последние, в свою очередь, делятся на колеблющиеся, прерывистые и импульсные, по длительности действия – на продолжительные и кратковременные.

Уровни звукового давления в октавных полосах частот в децибелах, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах не должны превышать допустимых уровней, установленных действующими нормами ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности» и СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».

Допустимый уровень шума – это уровень, который не вызывает у человека значительного беспокойства и существенных изменений

показателей функционального состояния систем и анализаторов, чувствительных к шуму.

Интенсивный шум на производстве способствует снижению внимания и увеличению числа ошибок при выполнении работы, исключительно сильное влияние оказывает шум на быстроту реакции, сбор информации и аналитические процессы, из-за шума снижается производительность труда и ухудшается качество работы. Шум затрудняет своевременную реакцию работающих на предупредительные сигналы внутрицехового транспорта (автопогрузчиков, мостовых кранов и т.п.), что способствует возникновению несчастных случаев на производстве.

Малые механические колебания, возникающие в упругих телах или телах, находящихся под воздействием переменного физического поля, называются вибрацией. Степень их вредности определяется величинами колебательных скоростей и ускорений.

Принято различать общую и локальную вибрацию. Общая вибрация действует на весь организм человека через опорные поверхности – сиденье, пол; локальная вибрация оказывает действие на отдельные части тела.

Требования к параметрам вибрации установлены СН 2.2.4/2.1.8.556-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий».

16.8.6. Индивидуальные средства защиты

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) являются одной из мер предупреждения или уменьшения неблагоприятного воздействия на работников вредных и (или) опасных производственных факторов, а также для защиты от загрязнения.

Средства индивидуальной защиты подразделяют на классы:

- костюмы изолирующие;
- средства защиты органов дыхания (противогазы, респираторы, самоспасатели);
- одежда специальная защитная (костюмы, плащи, комбинезоны, жилеты, фартуки и т.д.);
- средства защиты ног (сапоги, ботинки, туфли и т.д.);
- средства защиты рук (рукавицы, перчатки, нарукавники и т.д.);
- средства защиты головы (каска защитные, шлемы, подшлемники, шапки, косынки, береты и т.д.);
- средства защиты глаз (очки защитные: открытые, закрытые, герметичные);
- средства защиты лица (щитки защитные лицевые, полумаски и т.д.);
- средства защиты органов слуха (противошумные наушники, вкладыши, шлемы);
- средства защиты от падения с высоты и другие предохранительные средства (предохранительные пояса, тросы);
- средства дерматологические защитные (кремы защитные, пасты очищающие).

Выбор средств защиты в каждом отдельном случае должен осуществляться с учетом требований безопасности для данного процесса или вида работ.

Все СИЗ (как личные, так и дежурные) работник получает у непосредственных руководителей работ (мастера, начальники установок и т.д.). Выдача работникам и сдача ими СИЗ регистрируется под подпись в «Журнале учета выдачи СИЗ» (форма журнала приведена в СТО 209-2008) или личных карточках учета выдачи СИЗ (форма приведена в Межотраслевых правилах обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты).

При каждой выдаче СИЗ, применение которых требует от работников практических навыков (респираторы, противогазы, самоспасатели, комплекты защитные, предохранительные пояса, накомарники, каски и т.д.), работодатель должен обеспечить проведение инструктажа работников о правилах применения указанных СИЗ, простейших способах проверки их работоспособности и исправности, а также организовать тренировки по их применению.

Обязанности по выполнению вышеуказанных требований возлагаются на руководителей подразделений и непосредственных руководителей работ (мастера, начальники установок и т.д.) или других лиц, уполномоченных работодателем.

Работодатель должен обеспечить регулярные, в соответствии с установленными в национальных стандартах сроками, испытания (противогазов, самоспасателей, предохранительных поясов, спасательных веревок, средств защиты от поражения электрическим током (диэлектрических СИЗ)) и проверку исправности (всех, имеющихся в наличии) средств индивидуальной защиты, а также своевременную замену фильтров, стекол и других частей средств индивидуальной защиты с понизившимися защитными свойствами. После проверки исправности на средствах индивидуальной защиты должна быть сделана отметка (клеймо, штамп) о сроках последующего испытания.

Запрещается эксплуатация спецодежды, имеющей:

- загрязнения нефтью или нефтепродуктами;
- внешние разрывы;
- нашивки из другого материала;
- металлические набойки и нашивки.

Для защиты глаз от попадания твердых частиц и пыли при работе с ударным инструментом (зубила, керны, просечки, молотки и т.п.) работники должны применять защитные очки (щитки защитные лицевые).

Для защиты рук работающих от воздействия опасных и вредных производственных факторов применяются рукавицы или перчатки.

Персонал, работающий со щелочами и кислотами, должен быть обеспечен защитными очками, спецодеждой из льняной или прорезиненной ткани, резиновой обувью, резиновым фартуком и резиновыми перчатками. Перчатки должны быть заправлены в рукава, а брюки выпущены поверх голенищ сапог. На рабочем месте должны иметься чистая вода и слабый раствор борной кислоты (при работе со щелочами), раствор питьевой соды (при работе с кислотами).

Рабочие, связанные с работой в таежно-полевых условиях, должны обеспечиваться средствами защиты от гнуса.

При выполнении погрузочно-разгрузочных работ с использованием грузоподъемных механизмов, управляемых с пола, необходимо использовать защитную каску. В холодное время следует применять каски с подшлемниками.

Огневые работы выполняются в брезентовой спецодежде или со специальными огнестойкими пропитками. Брюки при этом следует носить на выпуск, чтобы не попадали искры в сапоги или ботинки. Не рекомендуется также заправлять рукава в рукавицы.

Для защиты органов дыхания от пыли различного происхождения (растительного, животного происхождения, металлической, минеральной) присутствующей в воздухе, применяются респираторы.

При работе в условиях пылеобразования рабочие должны работать в защитных очках, комбинезонах.

При работе в местах, где концентрация газа превышает допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами.

При работе в колодцах, на газопроводах, в нефтяных резервуарах и других местах скопления газа рабочие должны пользоваться шланговыми противогазами. Продолжительность работы в противогазе не должна превышать 30 минут с последующим отдыхом на открытом воздухе не менее проработанного времени в противогазе.

При работе на электрических установках и сетях для защиты от поражения током используются диэлектрические перчатки, калоши, боты, коврики, деревянные подставки на изоляторах, изолирующие штанги и токоизмерительные клещи, специальный монтерский инструмент с изолирующими ручками. Каждое из этих средств через определенное время периодически испытывается, о чем ставится клеймо на нем.

Для предохранения органов слуха от вредного воздействия производственного шума работники должны пользоваться средствами защиты органов слуха (противошумные наушники, противошумные вкладыши).

При работе, связанной с опасностью падения работающего с высоты, при работе в колодцах, в резервуарах и в условиях загазованности используют предохранительные пояса.

Предохранительный пояс не реже одного раза в десять дней надо подвергать профилактическому внешнему осмотру и, независимо от внешнего вида, каждый предохранительный пояс и веревка должны быть испытаны на прочность не реже 1 раза в 6 месяцев, о чем ставится клеймо на них. Запрещается пользоваться поясом и карабином, имеющим неисправности. При работе на высоте необходимо работать в каске, чтобы предохранить голову от предметов, падающих с высоты.

Средства индивидуальной защиты от шума следует выбирать исходя из частотного спектра шума на рабочем месте, требований норм по ограничению шума, а также с учетом удобства их использования. Наушники противошумные СОМЗ, ВЦНИИОТ2М, ОПЕКС предназначены для защиты от среднего и высокочастотного шума с уровнем до 115 дБа, применяют для защиты органов слуха (снижение шума) при технологических процессах, сопровождающихся производственным шумом, превышающим допустимые нормы (работа в насосных блоках, при проведении спускоподъемных опера-

ций и т.д.). Вкладыши противозумные «Беруши» одноразового пользования предназначены для защиты от широкополосного производственного шума до 105 дБа.

16.8.7. Санитарно-бытовые помещения

На производственных объектах и предприятиях должны быть оборудованы для обслуживающего персонала вспомогательные помещения и санитарно-бытовые помещения и устройства.

Вспомогательные помещения, санитарно-бытовые помещения и устройства должны быть включены в нормы технологического проектирования объектов нефтяной промышленности и в проекты обустройства нефтяных месторождений.

В соответствии со спецификой производств (предприятий, объектов) вспомогательные помещения и санитарно-бытовые помещения и устройства должны быть предусмотрены (размещены) в стационарном или передвижном исполнении с учетом климатогеографических особенностей района ведения работ.

К санитарно-бытовым помещениям относятся помещения для обогрева и отдыха рабочих, гардеробные, душевые, умывальные, помещения для сушки, обработки, хранения и выдачи спецодежды, санузлы, помещения для личной гигиены женщин, устройства питьевого водоснабжения.

Душевые

Душевые размещаются в помещениях, смежных с гардеробными. Не допускается расположение помещений душевых у стен здания. Число душевых сеток зависит от числа человек на одну душевую сетку, работающих в наиболее многочисленной смене. При душевых должны быть помещения для переодевания. Рекомендуется применение шарнирных душевых сеток, позволяющих регулировать направление и распыление водяной струи.

Помещения душевых должно быть оборудовано вытяжной вентиляцией, 75 м³/ч на 1 душевую сетку.

Гардеробные

В гардеробных рабочей спецодежды должны быть предусмотрены отдельные кладовые для хранения чистой и грязной одежды. В гардеробных одежда может храниться открытым способом (на вешалках или в открытых шкафах).

Головные уборы, обувь и белье должны храниться в гнездах и ящиках закрытых шкафов.

Помещение гардеробной должно быть оборудовано приточно-вытяжной вентиляцией в соответствии с таблицей 19 СНиП 2.09.04-87

Помещения для сушки и обезвреживания рабочей одежды

Помещения для сушки и обезвреживания рабочей одежды должны быть оборудованы отопительными и вентиляционными установками, которые рассчитаны на высушивание рабочей одежды в течение времени, не более продолжительности рабочей смены.

Умывальные

Умывальные должны размещаться в отдельных помещениях, смежных с гардеробными, или в гардеробных.

Число кранов и раковин определяется в зависимости от производственного процесса по числу человек на один кран, работающих в наиболее многочисленной смене.

Отдельные помещения душевых должны оборудоваться вытяжной вентиляцией.

Гардеробные, душевые и другие санитарно-бытовые помещения и устройства должны периодически дезинфицироваться.

Питьевое водоснабжение

Для питьевого водоснабжения на нефтегазодобывающих предприятиях должны использоваться эмалированные и алюминиевые бачки (легко очищаемые и дезинфицируемые), снабженные кранами фонтанчикового типа с ограждением, препятствующим прикосновению к крану ртом. Крышки бачков должны запираяться на замок и закрываться чехлом. Бачки не реже одного раза в неделю следует промывать с полным удалением осадка. К рабочим местам свежую питьевую воду необходимо доставлять ежедневно. Температура питьевой воды должна быть не выше +20 °С и не ниже +8 °С.

16.9. ТРЕБОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

16.9.1. Обучение и аттестация работников в области промышленной безопасности

Аттестации специалистов по вопросам безопасности предшествует их подготовка по учебным программам, разработанным с учетом типовых программ, утверждаемых Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (далее – Служба).

Организации, занимающиеся подготовкой, должны располагать в необходимом количестве специалистами, осуществляющими подготовку, для которых работа в данной организации является основной. Специалисты этой организации должны быть аттестованы в порядке, установленном настоящим Положением в соответствии со специализацией (преподаваемым предметом), иметь соответствующую профессиональную подготовку, обладать теоретическими знаниями и практическим опытом, необходимыми для качественного методического обеспечения и проведения предаттестационной подготовки.

Учебные программы подготовки, разработанные этими организациями, должны быть согласованы со Службой или ее территориальным органом.

По окончании подготовки по вопросам безопасности выдается документ, подтверждающий прохождение курса подготовки и получение допуска к аттестации по результатам контроля знаний.

В организациях, занимающихся подготовкой, разрабатываются и документируются: система качества, соответствующая области деятельности, характеру и объему выполняемых работ, и комплекс мероприятий, обеспечивающих функционирование системы качества. Для информирования потребителей услуг в области предаттестационной подготовки об организациях, обеспечивающих высокое качество подготовки, проводится аккредитация этих организаций.

Аттестация по вопросам безопасности проводится для специалистов организаций:

- а) осуществляющих деятельность по строительству, эксплуатации, консервации и ликвидации объекта, транспортированию опасных веществ, а также по изготовлению, монтажу, наладке, ремонту, техническому обслуживанию, реконструкции и эксплуатации технических устройств (машин и оборудования), применяемых на объектах;
- б) разрабатывающих проектную, конструкторскую и иную документацию, связанную с эксплуатацией объекта;
- в) осуществляющих экспертизу безопасности;
- г) осуществляющих предаттестационную подготовку и профессиональное обучение по вопросам безопасности;
- д) осуществляющих строительный контроль.

Аттестация специалистов проводится в комиссиях организаций, в которых работают аттестуемые, а также в аттестационных комиссиях Службы (Центральная аттестационная комиссия, межрегиональные территориальные аттестационные комиссии, территориальные аттестационные комиссии).

Первичная аттестация специалистов проводится не позднее одного месяца:

- при назначении на должность;
- при переводе на другую работу, если при осуществлении должностных обязанностей на этой работе требуется проведение аттестации;
- при переходе из одной организации в другую.

Периодическая аттестация специалистов проводится не реже чем один раз в пять лет, если другие сроки не предусмотрены иными нормативными актами.

Внеочередная проверка знаний нормативных правовых актов и нормативно-технических документов, устанавливающих требования безопасности по вопросам, отнесенным к компетенции руководителя организации и специалиста, проводится после:

- ввода в действие новых или переработанных нормативных правовых актов и нормативно-технических документов;
- внедрения новых (ранее не применяемых) технических устройств (машин и оборудования) и/или технологий на объектах (за исключением объектов использования атомной энергии);
- при перерыве в работе более одного года.

Внеочередная проверка знаний проводится также по предписанию должностного лица Службы при установлении недостаточных знаний требований безопасности специалистами, аттестованными в аттестационных комиссиях поднадзорных организаций.

Лица, принимающие решение об аттестации, не должны принимать участие в проведении подготовки.

Аттестация по вопросам безопасности, осуществляемая в аттестационных комиссиях организаций, может проводиться одновременно с проверкой знаний специалистов в соответствии с требованиями нормативных правовых актов в области защиты населения и территорий от чрезвычайных

ситуаций, санитарно-эпидемиологического благополучия населения и охраны труда с участием соответствующих органов государственного надзора и контроля.

Аттестационные комиссии поднадзорных организаций создаются приказом (распоряжением) руководителя организации. В состав аттестационной комиссии организации включаются руководители и главные специалисты организации, руководители и начальники управлений, отделов, осуществляющих производственный и другие виды внутреннего контроля за соблюдением требований безопасности, представители аварийно-спасательных служб и другие высококвалифицированные специалисты. Возглавляет комиссию один из руководителей организации. Необходимость участия в работе аттестационных комиссий поднадзорных организаций представителей территориальных органов Службы решается территориальным органом, если это участие не установлено соответствующими нормативными правовыми актами. О времени и месте работы аттестационной комиссии территориальный орган извещается не менее чем за пять дней.

Аттестация специалистов по вопросам безопасности в организациях осуществляется по графику, утверждаемому руководителем организации, согласованному с территориальными органами Службы. Лица, подлежащие аттестации, должны быть ознакомлены с графиком и местом проведения аттестации. В организации, по согласованию с территориальными органами Службы, может не создаваться аттестационная комиссия, при этом обеспечивается проведение аттестации (проверки знаний) специалистов организации в территориальной аттестационной комиссии Службы.

Территориальные аттестационные комиссии Службы формируются приказом руководителя территориального органа Службы.

В территориальных аттестационных комиссиях проходят аттестацию руководители, члены аттестационной комиссии организации (за исключением организаций, осуществляющих деятельность в области использования атомной энергии), если численность работников организации, поднадзорной Службе, составляет менее 1000 человек.

Межрегиональные территориальные аттестационные комиссии Службы формируются приказом руководителя Межрегионального территориального органа Службы по федеральному округу.

В межрегиональных территориальных аттестационных комиссиях проходят аттестацию:

- руководители, члены аттестационной комиссии организации (за исключением организаций, осуществляющих деятельность в области использования атомной энергии), если численность работников организации, поднадзорной Службе, составляет от 1000 до 1999 человек;
- члены аттестационной комиссии организаций, осуществляющих деятельность в области использования атомной энергии;
- специалисты экспертных организаций (за исключением специалистов, осуществляющих экспертизу безопасности в области использования атомной энергии), выполняющих работы для поднадзорных Службе организаций;
- специалисты организаций, осуществляющих подготовку и профессиональное обучение по вопросам безопасности.

Центральная аттестационная комиссия Службы формируется приказом руководителя службы.

В Центральной аттестационной комиссии проходят аттестацию:

- руководители, члены аттестационной комиссии организации, если численность работников организации, поднадзорной Службе, составляет 2000 и более человек;
- руководители экспертных организаций, выполняющих работы для поднадзорных Службе организаций;
- руководители организаций, осуществляющих предаттестационную подготовку руководителей и специалистов организаций, поднадзорных Службе;
- руководители и специалисты других организаций с количеством работающих менее 2000 человек по решению председателя Центральной аттестационной комиссии.

Деятельность аттестационных комиссий считается правомочной, если в принятии решения об аттестации (проверки знаний) участвовало не менее пяти человек – членов комиссии, включая председателя или заместителя председателя этой комиссии.

Лица, не прошедшие аттестацию (проверку знаний), должны пройти ее повторно в сроки, установленные аттестационной комиссией. Лица, не прошедшие аттестацию, могут обжаловать решения аттестационной комиссии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

16.9.2. Обучение работников рабочих профессий по промышленной безопасности

Обучение рабочих основных профессий включает:

- подготовку вновь принятых рабочих;
- переподготовку (переобучение) рабочих;
- обучение рабочих вторым (смежным) профессиям;
- повышение квалификации рабочих.

Подготовка вновь принятых рабочих основных профессий проводится в организациях (учреждениях), реализующих программы профессиональной подготовки, дополнительного профессионального образования, начального профессионального образования, в соответствии с лицензией на право ведения образовательной деятельности.

Программы профессионального обучения для рабочих основных профессий разрабатываются организациями (учреждениями), реализующими эти программы, в соответствии с квалификационными требованиями для каждого разряда конкретной профессии и установленным сроком обучения.

Программы профессионального обучения предусматривают теоретическое и производственное обучение.

Программы профессионального обучения согласуются со Службой или ее территориальными органами. Перечень основных профессий рабочих, программы обучения которых должны быть согласованы со Службой, утверждается Службой.

Индивидуальная теоретическая подготовка вновь принятых рабочих основных профессий не допускается. Теоретическое и производственное обучение осуществляется в учебной группе.

Производственное обучение проводится на учебно-материальной базе (учебные лаборатории, мастерские, участки, цехи, тренажеры, полигоны и т.п.), оснащение которой обеспечивает качественную отработку практических навыков обучаемых. Производственное обучение проводится под руководством преподавателя, мастера производственного обучения или высококвалифицированного рабочего.

По окончании обучения проводится итоговый экзамен по проверке теоретических знаний и практических навыков обучающихся. По результатам экзамена, на основании протокола квалификационной комиссии, обучаемому присваивается квалификация (профессия), разряд и выдается свидетельство. Лицам, прошедшим обучение и успешно сдавшим в установленном порядке экзамены по ведению конкретных работ на объекте, кроме свидетельства выдается соответствующее удостоверение для допуска к этим работам. Квалификационная комиссия формируется приказом руководителя организации, проводящей обучение. В состав квалификационной комиссии по согласованию включаются представители территориального органа Службы. В состав квалификационной комиссии не включаются лица, проводившие обучение.

Специалистам с высшим и средним специальным образованием, работающим по рабочим специальностям, за теоретический курс обучения засчитывается подтвержденный дипломом теоретический курс по соответствующей специальности в рамках программы подготовки вновь принятых рабочих, а за практический курс – стажировка на рабочем месте.

Переподготовка (переобучение) рабочих основных профессий организуется с целью освоения новых профессий высвобождаемыми рабочими, которые не могут быть использованы по имеющимся у них профессиям, а также лицами, изъявившими желание сменить профессию.

Обучение рабочих вторым (смежным) профессиям организуется с целью получения новой профессии с начальным или более высоким уровнем квалификации.

Порядок обучения, предусмотренный при подготовке вновь принятых рабочих основных профессий, распространяется на переподготовку (переобучение), а также обучение рабочих вторым (смежным) профессиям. Разработку и утверждение учебных программ для переподготовки (переобучения), а также обучение рабочих вторым (смежным) профессиям осуществляют организации, указанные в пункте 16.9.2.1., в соответствии с программами подготовки вновь принятых рабочих. Сроки освоения программ переподготовки (переобучения), а также обучение рабочих вторым (смежным) профессиям могут быть сокращены, но не более чем на половину срока подготовки вновь принятых рабочих.

Повышение квалификации рабочих направлено на совершенствование их профессиональных знаний, умений, навыков, рост мастерства по имеющимся профессиям. Повышение квалификации проводится в образовательных учреждениях в соответствии с лицензией на право ведения образовательной деятельности.

Профессиональное обучение рабочих проводится специалистами (преподавателями, мастерами производственного обучения), для которых работа

в организации, осуществляющей профессиональное обучение рабочих, является основной. Преподаватели и мастера производственного обучения должны обладать знаниями по основам педагогики, иметь соответствующее образование и практический опыт работы, пройти аттестацию в соответствии с Положением об организации работы по подготовке и аттестации специалистов организаций, поднадзорных Службе в соответствии со специализацией (преподаваемым предметом).

В организациях, осуществляющих профессиональное обучение рабочих, разрабатывается и документируется система качества, соответствующая области деятельности, характеру и объему выполняемых работ и комплекс мероприятий, обеспечивающих функционирование системы качества. Для информирования потребителей услуг в области профессионального обучения рабочих об организациях, обеспечивающих высокое качество услуг, проводится аккредитация этих организаций.

16.9.3. Проведение инструктажей по промышленной безопасности

По характеру и времени проведения инструктажи подразделяют на:

- 1) вводный;
- 2) первичный;
- 3) повторный;
- 4) внеплановый;

которые проводятся и совмещаются с инструктажами по охране труда.

16.9.4. Проверка знаний требований промышленной безопасности у работников рабочих профессий

Проверка теоретических знаний требований промышленной безопасности и практических навыков безопасной работы у работников рабочих профессий по характеру и времени проведения подразделяется на первичную, периодическую, внеочередную и проводится аналогично требованиям по охране труда.

16.9.5. Организация обучения и проверки знаний специалистов по промышленной безопасности

Подготовка и аттестация в области промышленной безопасности руководителей и специалистов Общества, эксплуатирующих опасные производственные объекты, осуществляется в соответствии с Положением «Об организации работы по подготовке и аттестации специалистов организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору», утвержденному Приказом Службы от 29.01.2007 №37.

Аттестация в области промышленной безопасности включает в себя комплексную оценку знаний работниками опасного производственного объекта требований промышленной безопасности, относящихся к их основной деятельности и полномочиям.

Проверка знаний в области промышленной безопасности включает в себя оценку знаний работниками отдельных правил, норм, инструкций по промышленной безопасности.

Аттестации или проверке знаний подлежат:

- руководители и специалисты Общества, осуществляющие работы по строительству, эксплуатации, консервации и ликвидации опасного производственного объекта, а также работы по изготовлению, монтажу наладке, ремонту, техническому освидетельствованию, реконструкции и эксплуатации технических устройств на опасных производственных объектах;

- работники проектных и других структурных подразделений Общества, разрабатывающие документы, связанные с эксплуатацией опасного производственного объекта.

Аттестация руководителей и специалистов Общества проводится периодически, но не реже, чем один раз в пять лет, если другие сроки не предусмотрены иными нормативными актами.

Руководящие работники Общества, специалисты управления промышленной безопасности и охраны труда проходят подготовку в Институте повышения квалификации руководящих работников и специалистов топливно-энергетического комплекса, аттестацию в Центральной аттестационной комиссии.

Руководители, члены аттестационных комиссий НГДУ, УПГ, УВСИНГ проходят подготовку в Институте повышения квалификации руководящих работников и специалистов топливно-энергетического комплекса, аттестацию в Центральной аттестационной комиссии.

Руководители, члены аттестационных комиссий остальных структурных подразделений Общества, проходят подготовку в Центре политехнического обучения Общества, аттестацию в комиссии территориального надзорного органа в области промышленной безопасности.

Ежегодно структурными подразделениями Общества представляются в Центр политехнического обучения Общества заявки по установленной форме на обучение вновь назначенных членов аттестационных комиссий и на обучение членов аттестационных комиссий с истекшим сроком аттестации по промышленной безопасности.

Центром политехнического обучения Общества формируется сводный график обучения специалистов структурных подразделений Общества по промышленной безопасности и ежегодно представляется в территориальный надзорный орган в области промышленной безопасности.

Руководители и специалисты структурных подразделений Общества, не входящие в состав аттестационных комиссий, проходят подготовку по промышленной безопасности в специализированных организациях, аттестацию – в территориальной комиссии Ростехнадзора или в комиссии структурного подразделения, для чего приказом по структурному подразделению создается комиссия в составе не менее пяти человек.

16.10. ТРЕБОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ НА ОПАСНОМ ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ОБЪЕКТЕ

Соблюдать положения Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», других федеральных законов и иных нормативных правовых актов Российской Федерации,

а также нормативных технических документов в области промышленной безопасности.

Иметь лицензию на осуществление конкретного вида деятельности в области промышленной безопасности, подлежащего лицензированию в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Допускать к работе на опасном производственном объекте лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе.

Иметь на опасном производственном объекте нормативные правовые акты и нормативные технические документы, устанавливающие правила ведения работ на опасном производственном объекте.

Осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности.

Обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами в соответствии с установленными требованиями.

Приостанавливать эксплуатацию опасного производственного объекта самостоятельно или по решению суда в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте, а также в случае обнаружения вновь открывшихся обстоятельств, влияющих на промышленную безопасность.

16.11. ГАЗООПАСНЫЕ РАБОТЫ

На каждом предприятии должна быть разработана инструкция, уточняющая порядок подготовки и безопасного проведения газоопасных работ применительно к конкретным производственным условиям, которая утверждается главным инженером.

Сторонние организации при выполнении газоопасных работ обязаны руководствоваться инструкцией предприятия-заказчика.

К газоопасным относятся работы, связанные с осмотром, чисткой, ремонтом, разгерметизацией технологического оборудования, коммуникаций, в том числе работы внутри емкостей (аппараты, сушильные барабаны, печи сушильные, реакторы, резервуары, цистерны и другое аналогичное оборудование, а также коллекторы, тоннели, колодцы, приемки и другие аналогичные места), при проведении которых имеется или не исключена возможность выделения в рабочую зону, определяемую в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88, взрыво- и пожароопасных или вредных паров, газов и других веществ, способных вызвать взрыв, загорание, оказать вредное воздействие на организм человека, а также работы при недостаточном содержании кислорода (объемная доля ниже 20%).

Газоопасные работы, в том числе работы, связанные с пребыванием людей внутри аппаратов, емкостей и другого оборудования, должны проводиться в тех случаях, когда они не могут быть механизированы, автоматизированы или проведены без непосредственного участия людей.

На каждом предприятии должны осуществляться меры по сокращению количества газоопасных работ и повышению уровня их безопасности путем усовершенствования технологических процессов и их аппаратного оформ-

ления, внедрения современных методов диагностики, средств гидравлической, механической, химической очистки технологического оборудования и коммуникаций, оснащения технологических схем надежными средствами блокирования отдельных узлов и аппаратов и т.п.

На предприятии по каждому цеху (производству) должен быть разработан перечень газоопасных работ.

В перечне должны быть отдельно указаны газоопасные работы:

I – проводимые с оформлением наряда-допуска;

II – проводимые без оформления наряда-допуска, но с обязательной регистрацией таких работ перед их началом в журнале;

III – вызванные необходимостью ликвидации или локализации возможных аварийных ситуаций и аварий.

Перечень газоопасных работ разрабатывается начальниками цехов (установок), согласовывается с производственным (техническим, производственно-техническим) отделом, с газоспасательной службой, с отделом охраны труда и промышленной безопасности и утверждается главным инженером. Перечень газоопасных работ должен периодически, не реже 1 раза в год, пересматриваться и переутверждаться.

В перечне должны быть указаны: цех (установка), место и характер работы, возможные вредные и опасные производственные факторы при ее проведении, категория исполнителей (производственный персонал, газоспасатели или члены добровольных газоспасательных дружин), основные мероприятия, обеспечивающие безопасность выполняемых работ.

На проведение газоопасных работ оформляется наряд-допуск, предусматривающий разработку и последующее осуществление комплекса мероприятий по подготовке и безопасному проведению работ.

Периодически повторяющиеся газоопасные работы, являющиеся неотъемлемой частью технологического процесса, характеризующиеся аналогичными условиями их проведения, постоянством места и характера работ, определенным составом исполнителей, могут проводиться без оформления наряда-допуска. Все эти работы включаются в перечень газоопасных работ, проводимых без оформления наряда-допуска.

Меры безопасности при проведении таких работ должны быть изложены в технологических регламентах, инструкциях по рабочим местам или в специальной инструкции, разрабатываемой с учетом требований настоящей инструкции. Такие работы регистрируются в цехе в журнале учета газоопасных работ, проводимых без оформления нарядов-допусков. Журнал должен быть прошнурован, скреплен печатью. Страницы в журнале должны быть пронумерованы. Срок хранения журнала – не менее 3 месяцев со дня его окончания.

Газоопасные работы, связанные с предупреждением развития аварийных ситуаций и необходимостью локализации аварий, проводятся в соответствии с планами ликвидации аварий.

Газоопасные работы, выполняемые по наряду-допуску, как правило, должны проводиться в дневное время.

В исключительных случаях проведение неотложных газоопасных работ может быть разрешено в темное время суток с участием или в присутствии

представителя газоспасательной службы. При этом в наряде-допуске должны быть предусмотрены дополнительные мероприятия по обеспечению безопасного проведения работ, учитывающие условия их выполнения в темное время суток.

16.12. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГРУЗОПОДЪЕМНЫХ МЕХАНИЗМОВ

Погрузочно-разгрузочные работы должны выполняться в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов и других нормативных правовых актов и нормативных технических документов, принятых в установленном порядке, соблюдение которых обеспечивает безопасность работ.

Организация работ должна обеспечивать безопасное производство работ, надлежащий контроль за соблюдением требований промышленной безопасности, локализацию и ликвидацию последствий аварий и инцидентов на опасном производственном объекте в случае их возникновения и определять порядок технического расследования их причин, разработки и реализации мероприятий по их предупреждению и профилактике.

В организации должны быть разработаны на основе типовых инструкций и с учетом конкретных условий производственные инструкции по безопасному ведению работ с использованием грузоподъемных механизмов.

Инструкции должны выдаваться работникам и находиться на рабочих местах, или других доступных местах их организованного хранения.

Погрузочно-разгрузочные и транспортные работы, производимые с применением грузоподъемных кранов, должны выполняться под руководством лица, ответственного за безопасное производство работ кранами, назначаемого приказом по организации из числа мастеров, прорабов, начальников участков, бригадиров, в распоряжении которых находятся эти краны.

Лицо, руководящее производством погрузочно-разгрузочных работ, обязано:

- перед началом работы обеспечить охранную зону в местах производства работ, проверить внешним осмотром исправность грузоподъемных механизмов, такелажного и другого погрузочно-разгрузочного инвентаря. **Работа на неисправных механизмах и неисправным инвентарем запрещается;**

- проверить у работников, осуществляющих работы, наличие соответствующих удостоверений и других документов на право производства этих работ;

- следить за тем, чтобы выбор способов погрузки, разгрузки, перемещения грузов соответствовал требованиям безопасного производства работ;

- при возникновении аварийных ситуаций или опасности травмирования работников немедленно прекратить работы и принять меры для устранения опасности.

Безопасность выполнения работ по перемещению грузов кранами должна обеспечиваться комплексом организационных и технических мер:

– на места производства работ и к оборудованию не должны допускаться лица, не имеющие прямого отношения к этим работам. Не допускается нахождение людей, нахождение и передвижение транспортных средств в зоне возможного падения грузов с подвижного состава при погрузке и разгрузке, а также при перемещении грузов подъемно-транспортным оборудованием;

– работники, производящие работы по перемещению грузов кранами и обслуживающие это оборудование, должны быть обучены, аттестованы, допущены к самостоятельным работам в установленном порядке в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов, Правил устройства и безопасной эксплуатации подъемников (вышек) и др. нормативной документации, им должны быть созданы условия для безопасного и безаварийного производства работ (климат рабочей зоны и мест производства работ, техническое и организационное обеспечение этих работ, средства защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов, четкое распределение обязанностей и ответственности среди исполнителей работ и организация взаимодействия между ними, ответственность каждого за исполнение своих обязанностей и др.);

– доступ персонала на мостовые, передвижные консольные краны, крановые пути и проходные галереи должен определяться и регулироваться системой ключ-марка;

– для передвижения стрелового крана его стрела должна быть приведена в транспортное положение (установкой ее вдоль продольной оси пути движения), крюк поднят и закреплен в верхнем положении;

Строительно-монтажные и др. работы с применением грузоподъемных машин должны выполняться по проекту производства работ, предусматривающему:

– соответствие кранов производимой работе по грузоподъемности, высоте подъема груза, вылету стрелы;

– безопасную установку крана для работы вблизи строений, мест складирования, откосов котлованов и в других условиях;

– безопасные расстояния от сетей и воздушных линий электропередачи, включая городские контактные сети и т.д.

Погрузочно-разгрузочные работы и размещение грузов кранами должны выполняться по технологическим картам, разработанным с учетом требований ГОСТ 12.3.009 и утвержденным в установленном порядке.

Транспортировать груз на крюке крана над рабочими местами или при нахождении людей в зоне перемещения груза запрещается.

Поднимать груз, больший грузоподъемности крана, запрещается.

Опускать груз разрешается только на предназначенное для этого место с исключением возможности его падения, опрокидывания, сползания. Грузы должны укладываться или устанавливаться в соответствии с требованиями при складировании конкретных грузов без загромождения проходов и с выполнением требований по удобству и безопасности их строповки и расстроповки.

При выполнении погрузочно-разгрузочных работ кранами необходимо соблюдать следующие требования безопасности:

- работать грузоподъемными механизмами и механизмами передвижения крана по сигналу стропальщика;
- немедленно приостанавливать работу по сигналу «стоп» независимо от того, кем он подан;
- подъем, опускание, перемещение груза, торможение при всех перемещениях выполнять плавно, без рывков;
- перед подъемом или опусканием груза необходимо убедиться в том, что вблизи груза, штабеля, железнодорожного сцепа, вагона, автомобиля и другого места подъема или опускания груза, а также между грузом и этими объектами не находится стропальщик или другие лица;
- стропить и отцеплять груз необходимо после полной остановки грузового каната, его ослабления и при опущенной крюковой подвеске или траверсе;
- для подводки стропов под груз необходимо применять специальные приспособления;
- строповку груза необходимо производить в соответствии со схемой строповки для данного груза;
- груз во время перемещения должен быть поднят не менее чем на 0,5 м выше встречающихся на пути предметов;
- опускать груз необходимо на предназначенное и подготовленное для него место на подкладки, обеспечивающие устойчивое положение груза и легкость извлечения из-под него стропов.

Не допускается выполнение погрузочно-разгрузочных работ с опасными грузами при обнаружении несоответствия тары требованиям нормативно-технической документации, неисправной тары, а также в случае отсутствия маркировки и предупредительных надписей на ней.

Находящиеся в эксплуатации грузоподъемные машины должны иметь таблички с указанием регистрационного номера, грузоподъемности, даты следующего технического освидетельствования (частичного или полного).

Грузоподъемные машины, съемные грузозахватные приспособления и тара, не прошедшие технического освидетельствования, к работе **допускать запрещается**. Неисправные съемные грузозахватные приспособления, а также приспособления, не имеющие бирок (клейм), не должны находиться в местах производства работ. **Не допускается** нахождение в местах производства работ немаркированной и поврежденной тары.

Перед началом работ по перемещению грузов каждый груз должен быть тщательно осмотрен, проверены устройства для строповки (зацепки) груза в соответствии со схемой строповки.

Для осуществления контроля за грузоподъемными машинами и работами, производящимися с их применением, в организации должны быть назначены в установленном Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов порядке:

- специалист по надзору за безопасной эксплуатацией грузоподъемных машин, съемных грузозахватных приспособлений и тары;
- специалисты, ответственные за содержание грузоподъемных машин в исправном состоянии;
- работники, ответственные за безопасное производство работ кранами.

Для безопасного производства погрузочно-разгрузочных работ с использованием грузоподъемных машин администрация организации обязана обеспечить наличие на местах производства работ исправных и допущенных к эксплуатации в установленном порядке съемных грузозахватных приспособлений, тары, списка основных перемещаемых грузов с указанием их габаритно-весовых характеристик и мест зацепки, мест складирования, схем строповки; установить порядок обмена сигналами, систему нарядов-допусков на выполнение работ, приема в эксплуатацию крановых путей.

16.13. ПОРЯДОК РАССЛЕДОВАНИЯ АВАРИЙ И ИНЦИДЕНТОВ НА ОПАСНОМ ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ОБЪЕКТЕ

16.13.1. Основные положения

Аварии и инциденты, приведшие к чрезвычайным ситуациям, классификация которых определена постановлением Правительства РФ от 21.05.2007 №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», расследуются как чрезвычайные ситуации.

При наличии несчастного случая (тяжелого, группового, со смертельным исходом), происшедшего в результате аварии, установление причин несчастного случая (тяжелого, группового, со смертельным исходом) осуществляется в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ и «Положением об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях», утвержденным Постановлением Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 24.10.2002 №73.

По каждому факту возникновения аварии на объектах Общества, поднадзорных Службе, осуществляется техническое расследование их причин.

Успешному проведению технического расследования причин аварии на объектах Общества способствует своевременное осуществление ряда мероприятий, организуемых и проводимых, в соответствии с действующим законодательством РФ, структурным подразделением Общества (его руководителем или лицом, его замещающим), эксплуатирующим объект, на котором произошла авария:

- незамедлительное информирование об авариях, в том числе о несчастных случаях, происшедших в результате аварии, Службы и ее территориального органа, осуществляющего надзор за объектом, органа местного самоуправления, государственной инспекции труда по субъекту Российской Федерации, профсоюзной организации, страховой компании, с которой заключен договор страхования ответственности рисков за причинение вреда жизни, здоровью, имуществу других лиц и окружающей природной среде в случае аварии, территориального органа прокуратуры по установленным формам;

- принятие мер по защите жизни и здоровья работников, окружающей среды, а также собственности Общества и третьих лиц от воздействия негативных последствий аварии;

– принятие мер по сохранению сложившейся обстановки на месте аварии до начала расследования ее причин, за исключением тех случаев, когда необходимо вести работы по ликвидации аварии и сохранению жизни и здоровья людей.

В случае невозможности сохранения обстановки на месте аварии обеспечивается ее документирование (фотографирование, видео- и аудиозапись и др.) к началу проведения работ по локализации и ликвидации аварии, обеспечение сохранности и передачи указанных материалов специальной комиссии по техническому расследованию причин аварии;

– осуществление мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварии на объекте;

– организация технического расследования причин аварии (кроме случаев, предусмотренных Порядком) и принятие мер по устранению и профилактике причин, способствовавших возникновению аварии;

– содействие деятельности комиссии по техническому расследованию причин аварии.

Техническое расследование аварии направлено на установление обстоятельств и причин аварии, разработку мер по устранению ее последствий и мероприятий для предупреждения аналогичных аварий на данном объекте и других опасных производственных объектах Общества.

На опасном производственном объекте техническое расследование причин аварии проводится специальной комиссией, возглавляемой представителем Службы или ее территориального органа. Комиссия по техническому расследованию причин аварии на опасном производственном объекте (далее – комиссия по техническому расследованию причин аварии) назначается приказом по территориальному органу Службы или, в зависимости от характера и возможных последствий аварии, приказом по Службе в срок не позднее одних суток после получения оперативного сообщения об аварии.

В состав комиссии по техническому расследованию причин аварии включаются (по согласованию) представители субъекта Российской Федерации и (или) органа местного самоуправления, на территории которых располагается опасный производственный объект, структурного подразделения Общества, эксплуатирующего опасный производственный объект (но не более 50% членов комиссии), аппарата Общества, профсоюзной организации, страховой компании и других организаций в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

При аварии, происшедшей на опасном производственном объекте, связанной с выбросом или разливом опасных веществ, в состав комиссии по техническому расследованию причин аварии входит инспектор отдела экологического надзора, а также для уточнения данных о последствиях аварии и уровнях загрязнения привлекаются в качестве экспертов специалисты центров лабораторного анализа и технических измерений (ЦЛАТИ).

Техническое расследование причин аварии, связанной с передвижными техническими устройствами (кранами, подъемниками (вышками), передвижными котельными, автомобилями и т.п.), проводится территориальным органом Службы, на территории деятельности которого произошла авария,

а учет производится территориальным органом Службы, в котором эти устройства зарегистрированы.

Комиссия по техническому расследованию причин аварии на опасном производственном объекте должна незамедлительно с даты издания приказа приступить к работе и в течение пятнадцати рабочих дней составить акт технического расследования причин аварии (далее – акт расследования) и подготовить другие необходимые материалы.

Акт расследования подписывается всеми членами комиссии. В зависимости от характера аварии и необходимости проведения дополнительных исследований и экспертиз срок технического расследования причин аварии может быть увеличен приказом по территориальному надзорному органу на основании служебной записки председателя комиссии по техническому расследованию причин аварии, но не более чем на 15 календарных дней.

В ходе расследования комиссия по техническому расследованию причин аварии осуществляет мероприятия:

- производит осмотр, фотографирование (в цвете), в необходимых случаях – видеосъемку, составляет схемы и эскизы места аварии, протокол осмотра места аварии;
- взаимодействует со спасательными подразделениями, рассматривает докладные записки военизированных горноспасательных частей, газоспасательных служб, противофонтанных военизированных частей и служб организации, оперативные журналы организации и военизированных горноспасательных частей о ходе ликвидации аварии;
- опрашивает очевидцев аварии, должностных лиц и получает от них письменные объяснения;
- выясняет обстоятельства, предшествовавшие аварии, устанавливает причины их возникновения;
- выясняет характер нарушения технологических процессов, условий эксплуатации оборудования;
- проверяет состояние производственного контроля;
- оценивает достаточность соблюдения установленных требований промышленной безопасности, безопасности объектов энергетики и гидросооружений для предупреждения аварий;
- проверяет соответствие объекта или технологического процесса проектным решениям;
- проверяет правомерность принятых проектных решений и внесения изменений в них, а также их выполнение;
- проверяет соответствие области применения оборудования;
- проверяет наличие и исправность средств защиты персонала;
- проверяет квалификацию персонала, обслуживающего поднадзорный Службе объект;
- проверяет наличие договора (полиса) страхования риска ответственности за причинение вреда при эксплуатации объекта;
- проверяет качество технической документации на эксплуатацию объекта, поднадзорного Службе;
- на основе опроса очевидцев, рассмотрения технической документации, экспертных заключений (при необходимости), следственного (технического)

эксперимента, результатов осмотра места аварии и проведенной проверки устанавливает причины аварии и сценарий ее развития;

- определяет допущенные нарушения требований промышленной безопасности, послужившие причиной аварии, и лиц, ответственных за допущенные нарушения;

- анализирует работу, осуществляемую службой производственного контроля организации и должностными лицами ее структурных подразделений, по обеспечению промышленной безопасности объекта и его безаварийной работы;

- предлагает меры по устранению причин аварии, предупреждению возникновения подобных аварий;

- предварительно определяет по утвержденным методикам размер причиненного вреда, включающего прямые потери, социально-экономические потери, потери из-за неиспользованных возможностей, а также вред, причиненный окружающей среде.

При подготовке комиссией по техническому расследованию причин аварии акта расследования структурным подразделением Общества, на объекте которого произошла авария, по методикам, утвержденным Службой, для включения в акт расследования осуществляется расчет экономического ущерба (в том числе экологического) от аварии, который подписывается руководителем и главным бухгалтером структурного подразделения Общества.

По результатам технического расследования причин аварии в течение трех дней руководитель структурного подразделения издает приказ, определяющий меры по устранению причин и последствий аварии, по обеспечению безаварийной и стабильной работы производства, а также по привлечению к дисциплинарной ответственности лиц, допустивших нарушения требований законодательных и иных нормативных правовых актов Российской Федерации в области промышленной безопасности, охраны окружающей среды и энергетики.

Письменная информация о выполнении мероприятий, предложенных комиссией по техническому расследованию причин аварии, в течение десяти дней после окончания сроков выполнения каждого пункта мероприятий, предложенных комиссией по техническому расследованию причин аварии, представляется руководителем структурного подразделения в территориальный орган Службы и в организации, представители которых участвовали в техническом расследовании причин аварии.

Материалы технического расследования причин аварии на опасном производственном объекте Общества, поднадзорном Службе (далее – материалы технического расследования) включают в себя:

- приказ соответствующего органа о назначении комиссии по техническому расследованию причин аварии;

- акт расследования причин аварии;

- протокол осмотра места аварии с необходимыми графическими, фото- и видеоматериалами в цветном изображении;

- письменное решение председателя комиссии о назначении экспертных групп (если в этом есть необходимость) и другие решения председателя комиссии;

- заключения экспертных групп об обстоятельствах и причинах аварии с необходимыми расчетами, графическими материалами и т.п.;
- докладные записки военизированных горноспасательных частей, газоспасательных служб, противодиверсионных военизированных частей и служб организации о ходе ликвидации аварии, если они принимали в ней участие;
- протоколы опроса очевидцев и объяснения лиц, причастных к аварии, а также должностных лиц, ответственных за соблюдение требований промышленной безопасности, безопасности объектов энергетики и гидросооружений;
- заверенные копии протоколов и удостоверений об обучении и аттестации персонала, обслуживающего поднадзорный Службе объект, и заверенные выписки из журналов инструктажей по охране труда;
- справки о размере причиненного вреда и оценке экономического ущерба (в том числе экологического) от аварии;
- акт о несчастном случае (тяжелом, групповом, со смертельным исходом) на производстве по установленному образцу (при наличии пострадавших);
- копию договора (полиса) страхования риска ответственности за причинение вреда при эксплуатации объекта;
- сведения о нарушениях требований нормативных технических документов по промышленной безопасности, безопасности объектов энергетики и гидросооружений (с указанием конкретных пунктов документов);
- справка о причинах несвоевременного сообщения об аварии в территориальный орган Службы (при сроке задержки более суток);
- другие материалы, характеризующие аварию, обстоятельства и причины ее возникновения и дальнейшего развития.

Конкретный перечень материалов технического расследования причин аварии определяется председателем комиссии в зависимости от характера и обстоятельств аварии. К материалам технического расследования причин аварии в обязательном порядке прилагается опись всех включаемых документов.

Комиссией по техническому расследованию причин аварии принимаются к рассмотрению подлинники (оригиналы) документов, с которых, при необходимости, снимаются копии и/или делаются выписки. Копии документов и/или выписки заверяются должностным лицом структурного подразделения, на объекте которого произошла авария. Представляемые документы не должны содержать подчисток и не надлежаще оформленных, не заверенных в установленном порядке поправок и дополнений.

Не позднее трех дней после окончания расследования по одному комплекту материалов технического расследования направляется структурным подразделением, на объекте или с техническим устройством которого произошла авария, в территориальный орган Службы, проводивший расследование, в соответствующие органы (организации), представители которых принимали участие в работе комиссии по техническому расследованию причин аварии, и в другие органы (организации), определенные председателем комиссии. Документ, подтверждающий направление ма-

териалов технического расследования в указанные органы (организации), представляется председателю комиссии.

Учет аварий ведется структурным подразделением, эксплуатирующим опасный производственный объект, в специальном журнале и один раз в полугодие, при наличии аварий, информация об авариях и их причинах представляется в территориальный орган Службы, на подконтрольной территории которого располагается эксплуатируемый объект.

Структурное подразделение Общества, эксплуатирующее поднадзорный Службе объект, по мотивированным запросам федеральных органов исполнительной власти или их территориальных органов, органов власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления предоставляет информацию о причинах возникновения аварий и принимаемых мерах по их устранению (предупреждению) в течение трех дней после получения запроса.

Расследование причин инцидентов на опасных производственных объектах Общества, их учет и анализ регламентируются соответствующим Положением о порядке расследования причин инцидентов и их учета, разработанным структурным подразделением, эксплуатирующим поднадзорный Службе объект, утвержденным его руководителем и согласованным с территориальным органом Службы.

Для расследования причин инцидентов приказом руководителя структурного подразделения, эксплуатирующего поднадзорный Службе объект, создается комиссия. Состав комиссии включает в себя нечетное число членов. Необходимость участия представителя территориального органа Службы, на территории деятельности которого произошел инцидент, определяется руководителем территориального органа Службы.

Результаты работы по установлению причин инцидента оформляются актом расследования причин инцидента по образцу, установленному структурным подразделением, эксплуатирующим объект. Акт должен содержать информацию о дате и месте инцидента, его причинах и обстоятельствах, принятых мерах по ликвидации инцидента, продолжительности простоя, а также о мерах по устранению причин инцидента. Акт расследования причин инцидента хранится в структурном подразделении Общества не менее двух лет.

Учет инцидентов на поднадзорном Службе объекте ведется работниками и службами, ответственными за осуществление производственного контроля за промышленной безопасностью структурных подразделений в специальном журнале, где регистрируется дата и место инцидента, его характеристика и причины, продолжительность простоя, экономический ущерб (в том числе вред, нанесенный окружающей среде), меры по устранению причин инцидента и делается отметка об их выполнении.

16.13.2. Порядок извещения об авариях и инцидентах

Организация, эксплуатирующая опасный производственный объект незамедлительно сообщает об аварии по форме в территориальный орган Службы и в соответствующие федеральные органы исполнительной власти, которым в установленном порядке предоставлено право осуществлять

отдельные функции нормативно-правового регулирования, специальные разрешительные, контрольные или надзорные функции в области промышленной безопасности, вышестоящий орган (организацию) (при наличии таковых), орган местного самоуправления, государственную инспекцию труда по субъекту Российской Федерации, территориальное объединение профсоюзов.

При авариях, сопровождающихся выбросами, разливами опасных веществ, взрывами, пожарами сообщает соответственно в территориальные органы МЧС России, Госкомэкологии России, Государственной противопожарной службы МВД России, МЧС России.

До передачи сведений об инцидентах в Сургутский отдел по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югре и Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Республике Саха (Якутия) информация должна быть согласована:

- по насосно-компрессорному оборудованию – с отделом главного механика;
- по оборудованию энергоснабжения и энергопотребления – с управлением энергетики;
- по объектам котлонадзора и подъемных сооружений – с управлением промышленной безопасности и охраны труда.

Ответственный за предоставление информации – начальник группы промышленной безопасности. Порядок предоставления и содержание информации может быть изменен по согласованию с Управлением по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югре и Управлением по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Республике Саха (Якутия).

Не реже одного раза в квартал в территориальный орган Службы, на территории деятельности которого располагается эксплуатируемый объект, направляются результаты анализа причин инцидентов, информация о количестве и характере инцидентов, о причинах их возникновения и принятых мерах.

16.14. ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ

Электрический ток представляет собой опасность, которая не предупреждает о своем присутствии (нет видимых движущихся частей, свечения, шума, запаха и т.д.), а в случае повреждения электрических установок (нарушение прочности изоляции, отсутствие заземления, обрыв провода и т.д.) вокруг места повреждения возникает электрическое поле, которое опасно для жизни человека. Этой опасностью обуславливает тот фактор, что практически все рабочие и нерабочие места, где имеется электрооборудование под напряжением, считаются опасными. Поражение электрическим током может произойти при прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением, отключенным токоведущим частям, на которых остался заряд или появилось напряжение в результате случайного включения в цепь, к нетокведущим частям, выполненным из проводящего электрический ток материала, после перехода на них напряжения с токоведущих частей.

Кроме того, возможно поражение человека электрическим током под воздействием напряжения шага при нахождении человека в зоне растекания тока на землю; электрической дугой, возникающей при коротких замыканиях; при приближении человека к частям высоковольтных установок, находящимся под напряжением, на недопустимо малое расстояние. Растекание тока в грунте (основании) возникает при замыкании находящихся под напряжением частей электрических установок и проводов на землю. Замыкание может произойти при повреждении изоляции и пробое фазы на корпус электроустановки, при обрыве и падении провода под напряжением на землю и по другим причинам.

Человек может оказаться под воздействием напряжения прикосновения и напряжения шага.

Напряжение прикосновения – напряжение между двумя проводящими частями или между проводящей частью и землей при одновременном прикосновении к ним человека или животного.

Напряжение шага – напряжение между двумя точками на поверхности земли на расстоянии 1 м одна от другой, которое принимается равным длине шага человека.

Если человек стоит на поверхности земли в зоне растекания электрического тока (в случае однофазного замыкания на землю, которое может быть следствием обрыва провода электролинии, касания стрелой крана провода ВЛ и т.д.), то на длине шага возникнет напряжение и через тело человека будет проходить электрический ток. Величина этого напряжения, называемого шаговым, зависит от ширины шага и места расположения человека: чем ближе он стоит к месту замыкания, тем больше величина шагового напряжения.

Величина опасной зоны шагового напряжения зависит от величины напряжения. Чем выше напряжение, тем больше опасная зона. При замыкании на землю в электроустановках напряжением 3–35 кВ запрещается приближаться к месту замыкания на расстояние менее 4 м – в закрытых распределительных установках и менее 8 м – в открытых распределительных установках.

Чтобы избежать поражения электрическим током, человек должен выходить из зоны шагового напряжения короткими шажками, не отрывая одной ноги от другой.

При наличии защитных средств из диэлектрической резины (боты, галоши) можно воспользоваться ими для выхода из зоны шагового напряжения.

Запрещается выпрыгивать из зоны шагового напряжения на одной ноге. В случае падения человека (на руки) значительно увеличится величина шагового напряжения, а следовательно, и величина электрического тока, который будет проходить через его тело и через жизненно важные органы – сердце, легкие, головной мозг.

Если в результате соприкосновения с токоведущими частями или при возникновении электрического разряда механизм (грузоподъемная машина) окажется под напряжением, прикасаться к корпусу и спускаться с него на землю (подниматься на него) до снятия напряжения не разрешается.

При грозе **нельзя начинать или продолжать работы** на установках, находящихся на открытом воздухе и напрямую подсоединенных к воздушным линиям электропередачи. Последствия ударов молнии – ожоги и клиническая смерть – сравнимы с последствиями производственных поражений электричеством.

При поражении молнией следует руководствоваться рекомендациями, которые применяются к пострадавшим от электрического тока. Характерные признаки электротравмы при поражении молнией выражены более отчетливо, а пострадавший может выглядеть «как мертвый».

Поражения молнией можно избежать, если во время грозы не выходить на открытые участки местности, лечь на землю, избегать приближения к мачтам, опорам, деревьям, расположенным на открытой местности. При приближении грозового фронта необходимо как можно скорее покинуть воду (озеро, реку) и удалиться от берега на значительное расстояние.

16.14.1. Действие электрического тока на организм человека

Если через организм человека протекает электрический ток, то это может вызывать разнообразный характер воздействия на различные органы, в том числе центральную нервную систему.

Тело человека является проводником электрического тока. Однако проводимость живой ткани в отличие от проводимости обычных проводников обусловлена не только физическими свойствами, но и сложными биохимическими и биофизическими процессами, присущими живой материи. В результате чего сопротивление тела человека является переменной величиной, имеющей нелинейную зависимость от множества факторов, в том числе от состояния кожи, физиологических процессов, протекающих в организме, параметров электрической цепи, состояния окружающей среды.

Проходя через организм человека, электрический ток может производить термическое, электролитическое, механическое, биологическое действие:

- термическое действие тока проявляется в ожогах отдельных участков тела, нагреве до высоких температур кровеносных сосудов, крови, нервной ткани, сердца, мозга и других органов, находящихся на пути тока, что вызывает в них серьезные функциональные расстройства;

- электролитическое действие тока выражается в разложении органической жидкости, в том числе крови, что сопровождается значительными нарушениями их физико-химического состава;

- механическое (динамическое) воздействие тока проявляется в возникновении давления в кровеносных сосудах и тканях организма при нагреве крови и другой жидкости, а также смещении и механическом напряжении тканей в результате непроизвольного сокращения мышц и воздействия электродинамических сил;

- биологическое действие тока проявляется в раздражении и возбуждении живых тканей организма, а также в нарушении внутренних биоэлектрических процессов, протекающих в нормально действующем организме.

Действие электрического тока на организм проявляется следующим образом: возникают внешние местные поражения – ожоги вследствие тепलो-

го воздействия электрического тока при непосредственном прикосновении человека к токоведущим частям и при воздействии электрической дуги.

Ожоги могут быть поверхностные или глубокие, сопровождающиеся поражением не только кожи, но и подкожной ткани, жира, глубоко лежащих мышц, нервов и костей. Различают три степени электрических ожогов:

- первая степень – покраснение кожи;
- вторая степень – образование пузырей.
- третья степень – обугливание и омертвление кожи.

Раны от ожогов заживают очень медленно, а поражение 2/3 поверхности тела может привести к смертельному исходу.

Наибольшую опасность из всех видов поражения представляет электрический удар, когда при прохождении тока через тело человека поражается весь организм в целом, возникает судорога, расстройство дыхания, аритмия работы сердца. Степень опасности электрического тока зависит от силы тока, проходящего через организм. Если сила тока, проходящего через тело человека, 1,5 мА при переменном и 5 мА при постоянном напряжении, в руках, в месте контакта с токоведущими частями, ощущается зуд и нагрев; такую силу тока называют порогом ощущения. Увеличение силы тока до 10 мА при переменном и до 50 мА при постоянном напряжении вызывает у человека сильные боли в пальцах и кистях рук, начинаются судороги рук. При этой силе тока человек еще может самостоятельно оторваться от токоведущих частей. Такую силу тока считают условно безопасной. Дальнейшее увеличение силы тока от 10 мА до 100 мА при переменном и от 50 мА до 100 мА постоянном напряжении вызывает очень сильные боли, руки парализуются, наступает паралич дыхания, самостоятельно оторваться невозможно. При длительном воздействии электрического тока снижается сопротивление кожи в местах контактов, повышается вероятность прохождения тока в особо опасный период сердечного цикла. Человек может выдержать смертельно опасное значение переменного тока 100 мА, если продолжительность воздействия не превысит 0,5 секунды. Прохождение электрического тока через тело человека по пути «правая рука – ноги» через сердце проходит 6,7% общей величины электрического тока, по пути «нога – нога» – только 0,4% общей величины тока.

Если электрический ток проходит непосредственно через мышечную ткань, то возбуждение проявляется в виде непроизвольного сокращения мышц. Такое воздействие называется прямым. Однако действие тока может быть не только прямым, но и рефлекторным, т.е. через центральную нервную систему, что приводит к серьезным нарушениям деятельности жизненно важных органов, в том числе сердца и легких.

16.14.2. Основные меры защиты от поражения электрическим током

Для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током необходимо, чтобы все токоведущие части электроустановок, пускорегулирующей аппаратуры и аппаратуры защиты были ограждены от случайных прикосновений. Все распределительные устройства (щиты, сборки и т.д.), установленные вне электропомещений, должны иметь запирающие устройства, препятствующие доступу в них работников неэлектротехнического персонала.

По степени опасности поражения людей электрическим током производственные помещения подразделяют на три категории:

Помещения без повышенной опасности, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность.

Помещения с повышенной опасностью характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих повышенную опасность:

- сырость (относительная влажность воздуха длительно превышает 75%) или токопроводящая пыль;
- токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные и т. п.);
- высокая температура (свыше 35 °С);
- возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям зданий, имеющим соединение с землей, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования с другой.

Особо опасные помещения, характеризуются наличием одного из следующих условий создающих особую опасность:

- особая сырость (относительная влажность воздуха близка к 100%, потолок, стены, пол и предметы, находящиеся в помещении, покрыты влагой);
- химически активная или органическая среда (постоянно или длительное время имеются агрессивные пары, газы, жидкости, образуются отложения или плесень, разрушающие изоляцию и токоведущие части электрооборудования);
- одновременно не менее двух условий повышенной опасности.

Не допускается эксплуатация электроинструмента во взрывоопасных помещениях или помещениях с химически активной средой, разрушающей металлы и изоляцию.

В зависимости от категории помещения применяется то или иное оборудование и средства защиты.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей (изоляция токоведущих частей, обеспечивающая в том числе защиту от прямого прикосновения);
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения (напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока).

Для дополнительной защиты от прямого прикосновения в электроустановках напряжением до 1000 В, применяются устройства защитного отключения (УЗО) с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА.

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты при косвенном прикосновении:

- применение защитного заземления (заземление, выполненное в целях электробезопасности);
- применение автоматического отключения питания;
- уравнивание потенциалов (электрическое соединение проводящих частей для достижения равенства их потенциалов);
- выравниванию потенциалов (снижение разности потенциалов шагового напряжения на поверхности земли или пола при помощи защитных проводников, проложенных в земле в полу или на их поверхности и присоединенных к заземляющему устройству, или путем применения специальных покрытий земли);
- двойная или усиленная изоляция (изоляция в электроустановках напряжениям до 1000 В, состоящая из основной и дополнительной изоляций);
- сверхнизкое (малое) напряжение;
- защитное электрическое разделение цепей (отделение одной электрической цепи от других цепей в электроустановках напряжением до 1000 В с помощью: двойной, основной и усиленной изоляции, защитного экрана);
- изолирующие (непроводящие) помещения, зоны, площадки.

Меры защиты от поражения электрическим током должны быть предусмотрены в электроустановке или ее части либо применены к отдельным электроприемникам и могут быть реализованы при изготовлении электрооборудования, либо в процессе монтажа электроустановки, либо в обоих случаях.

Применение двух и более мер защиты в электроустановке не должно оказывать взаимного влияния, снижающего эффективность каждой из них.

16.14.3. Первая помощь при поражении электрическим током

При поражении электрическим током необходимо быстро освободить пострадавшего от действия тока – немедленно отключить ту часть электроустановки, которой касается пострадавший (рис. 1). Для освобождения пострадавшего от токоведущих частей или провода напряжением до 1000 В следует воспользоваться канатом, палкой, доской (рис. 2) или каким либо другим сухим предметом, не проводящим электрический ток. Использование металлических или мокрых предметов недопустимо.

Для отделения пострадавшего от токоведущих частей необходимо оттянуть его за одежду (если она сухая и отстает от тела), избегая при этом прикосновения к окружающим металлическим предметам и частям тела пострадавшего, не прикрытым одеждой (рис. 3). Оттаскивая пострадавшего за ноги, не следует касаться его обуви или одежды без хорошей изоляции своих рук, так как обувь и одежда могут быть сырыми, следовательно, проводниками электрического тока.

Для изоляции своих рук следует воспользоваться диэлектрическими перчатками (рис. 4) или обмотать руку шарфом, надеть на нее суконную фуражку, натянуть на руку рукав пиджака или пальто, накинуть на пострадавшего сухую материю. Можно также изолировать себя, встав на сухую доску или какую-либо другую, не проводящую электрический ток подстил-

ку, сверток одежды и т.п. Действовать рекомендуется одной рукой, другая должна находиться в кармане или за спиной.

На линии электропередачи, когда невозможно быстро отключить ее на пунктах питания, можно произвести замыкание проводов накоротко, набросив на них гибкий неизолированный провод достаточного сечения, заземленный за металлическую опору, заземляющий спуск и т.д. Все, о чем говорилось выше, относится к электрическим установкам напряжением до 1000 В. Для отделения пострадавшего от токоведущих частей, находящихся под напряжением выше 1000 В, следует применять диэлектрические боты, перчатки и изолирующие штанги, рассчитанные на соответствующее напряжение. Такие действия может производить только обученный персонал.



Рис. 1. Освобождение пострадавшего от действия электрического тока путем отключения электроустановки

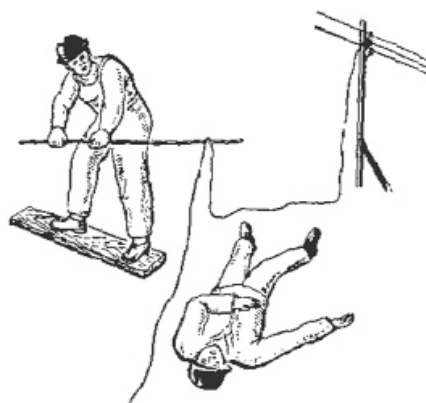


Рис. 2. Средства личной защиты при освобождении пострадавшего от действия эл.тока в эл.установках до 1000 В



Рис. 3. Освобождение пострадавшего от действия электрического тока в установках низкого напряжения



Рис. 4. Освобождение пострадавшего от токоведущей части, находящейся под напряжением

Меры первой помощи зависят от состояния, в котором находится пострадавший после освобождения его от воздействия электрического тока. Для определения этого состояния необходимо немедленно произвести следующие мероприятия:

- уложить пострадавшего на спину на твердую поверхность;
- проверить наличие у пострадавшего дыхания (определяется визуально по подъему грудной клетки);
- проверить наличие у пострадавшего пульса на лучевой артерии у запястья или на сонной артерии на переднебоковой поверхности шеи;
- выяснить состояние зрачка (узкий или широкий); широкий зрачок указывает на резкое ухудшение кровоснабжения мозга.

Во всех случаях поражения электрическим током вызов врача является обязательным независимо от состояния пострадавшего. Если пострадавший находится в сознании, но до этого был в состоянии обморока, его следует уложить в удобное положение (подстелить под него и накрыть его сверху чем-либо из одежды) и до прибытия врача обеспечить полный покой, непрерывно наблюдая за дыханием и пульсом. Запрещается позволять пострадавшему двигаться, а тем более продолжать работу, так как отсутствие тяжелых симптомов после поражения электрическим током не исключает возможности последующего ухудшения состояния пострадавшего. В случае отсутствия возможности быстро вызвать врача необходимо срочно доставить пострадавшего в лечебное учреждение, обеспечив для этого необходимые транспортные средства или носилки.

Искусственное дыхание проводится в тех случаях, когда пострадавший не дышит или дышит очень плохо (редко, судорожно, как бы со всхлипыванием), а также если его дыхание постоянно ухудшается независимо от того, чем это вызвано: поражением электрическим током, отравлением, утоплением и т.д.

Наиболее эффективным способом искусственного дыхания является способ «изо рта в рот» или «изо рта в нос», так как при этом обеспечивается поступление достаточного объема воздуха в легкие пострадавшего. Способ «изо рта в рот» или «изо рта в нос» основан на применении выдыхаемого оказывающим помощь воздуха, который насильно подается в дыхательные пути пострадавшего и физиологически пригоден для дыхания пострадавшего. Воздух можно вдвухать через марлю, платок и т.п. Этот способ искусственного дыхания позволяет легко контролировать поступление воздуха в легкие пострадавшего по расширению грудной клетки после вдвухания и последующему спаданию ее в результате пассивного выдоха. Для проведения искусственного дыхания пострадавшего следует уложить на спину, расстегнуть стесняющую дыхание одежду и обеспечить проходимость верхних дыхательных путей, которые в положении на спине при бессознательном состоянии закрыты запавшим языком. Кроме того, в полости рта может находиться инородное содержимое (рвотные массы, соскользнувшие протезы, песок, ил, трава, если человек тонул, и т.п.), которое необходимо удалить указательным пальцем, обернутым платком (тканью) или бинтом, повернув голову пострадавшего набок. После этого оказывающий помощь располагается сбоку от головы пострадавшего, одну руку подсовывает под его шею, а ладонью другой руки надавливает на лоб, максимально запрокидывая

голову. При этом корень языка поднимается и освобождает вход в гортань, а рот пострадавшего открывается. Оказывающий помощь правой рукой обхватывает подбородок так, чтобы пальцы, расположенные на нижней челюсти и щеках пострадавшего, смогли разжать и раздвинуть его губы.левой рукой нужно зажать нос. Затем наклоняется к лицу пострадавшего, делает глубокий вдох открытым ртом, затем полностью плотно охватывает губами открытый рот пострадавшего и делает энергичный выдох, с некоторым усилием вдувая воздух в его рот. Вдувание воздуха можно производить через марлю, платок, специальное приспособление «воздуховод» и т.п.

Показанием к проведению реанимационных мероприятий является остановка сердечной деятельности, для которой характерно сочетание следующих признаков: бледность или синюшность кожных покровов, потеря сознания, отсутствие пульса на сонных артериях, прекращение дыхания или судорожные, неправильные вдохи. При остановке сердца, не теряя ни секунды, пострадавшего надо уложить на ровное жесткое основание: скамью, пол, в крайнем случае – подложить под спину доску.

Если помощь оказывает один человек, он располагается сбоку от пострадавшего и, наклонившись, делает два быстрых энергичных вдувания (по способу «изо рта в рот» или «изо рта в нос»), затем разгибается, оставаясь на этой же стороне от пострадавшего, ладонь одной руки кладет на нижнюю половину грудины, отступив на два пальца выше от ее нижнего края, а пальцы приподнимает. Ладонь второй руки он кладет поверх первой поперек или вдоль и надавливает, помогая наклоном своего корпуса. Руки при надавливании должны быть выпрямлены в локтевых суставах.

Наиболее эффективным способом искусственного дыхания является способ «изо рта в рот» или «изо рта в нос», так как при этом обеспечивается поступление достаточного объема воздуха в легкие пострадавшего. Способ «изо рта в рот» или «изо рта в нос» основан на применении выдыхаемого оказывающим помощь воздуха, который насильно подается в дыхательные пути пострадавшего и физиологически пригоден для дыхания пострадавшего. Воздух можно вдувать через марлю, платок и т.п. Этот способ искусственного дыхания позволяет легко контролировать поступление воздуха в легкие пострадавшего по расширению грудной клетки после вдувания и последующему спаданию ее в результате пассивного выдоха. Для проведения искусственного дыхания пострадавшего следует уложить на спину, расстегнуть стесняющую дыхание одежду и обеспечить проходимость верхних дыхательных путей, которые в положении на спине при бессознательном состоянии закрыты запавшим языком. Кроме того, в полости рта может находиться инородное содержимое (рвотные массы, соскользнувшие протезы, песок, ил, трава, если человек тонул, и т.п.), которое необходимо удалить указательным пальцем, обернутым платком (тканью) или бинтом, повернув голову пострадавшего набок.

Если оживление проводит один человек, то на каждые два глубоких вдувания он производит 15 надавливаний на грудину, затем снова делает два вдувания и опять повторяет 15 надавливаний и т.д. За минуту необходимо сделать не менее 60 надавливаний и 12 вдуваний, т.е. выполнить 72 манипуляции, поэтому темп реанимационных мероприятий должен

быть высоким. Опыт показывает, что больше всего времени затрачивается на искусственное дыхание. Нельзя затягивать вдувание, как только грудная клетка пострадавшего расширилась, его надо прекращать.

При участии в реанимации двух человек соотношение «дыхание – массаж» составляет 1:5, т.е. после одного глубокого вдувания проводится пять надавливаний на грудную клетку. Во время искусственного вдоха пострадавшему тот, кто делает массаж сердца, надавливание не выполняет, так как усилия, развиваемые при надавливании, значительно больше, чем при вдувании (надавливание при вдувании приводит к неэффективности искусственного дыхания, а следовательно, и реанимационных мероприятий). При проведении реанимации вдвоем оказывающим помощь целесообразно меняться местами через 5–10 мин.

При правильном выполнении наружного массажа сердца каждое надавливание на грудину вызывает появление пульса в артериях. Оказывающие помощь должны периодически контролировать правильность и эффективность наружного массажа сердца по появлению пульса на сонных или бедренных артериях. При проведении реанимации одним человеком ему следует через каждые 2 минуты прерывать массаж сердца на 2–3 с для определения пульса на сонной артерии.

Если в реанимации участвуют два человека, то пульс на сонной артерии контролирует тот, кто проводит искусственное дыхание. Появление пульса во время перерыва массажа свидетельствует о восстановлении деятельности сердца (наличии кровообращения). При этом следует немедленно прекратить массаж сердца, но продолжать проведение искусственного дыхания до появления устойчивого самостоятельного дыхания. При отсутствии пульса необходимо продолжать делать массаж сердца. Искусственное дыхание и наружный массаж сердца необходимо проводить до восстановления устойчивого самостоятельного дыхания и деятельности сердца у пострадавшего или до его передачи медицинскому персоналу. Если под ладонью появился неприятный хруст (признак перелома ребер) следует уменьшить не глубину и силу, а ритм надавливаний и ни в коем случае не прекращать непрямой массаж сердца. Если реанимационные мероприятия эффективны (определяется пульс на крупных артериях во время надавливания на грудину, сужаются зрачки, уменьшается синюшность кожи и слизистых оболочек), сердечная деятельность и самостоятельное дыхание у пострадавшего восстанавливаются. Длительное отсутствие пульса при появлении других признаков оживления организма (самостоятельное дыхание, сужение зрачков, попытки пострадавшего двигать руками и ногами и др.) служит признаком фибрилляции сердца. В этих случаях необходимо продолжать делать искусственное дыхание и массаж сердца пострадавшему до передачи его медицинскому персоналу.

16.15. О РАБОТЕ НА ОТКРЫТОМ ВОЗДУХЕ В ХОЛОДНОЕ ВРЕМЯ ГОДА

Для производства работ установлены следующие предельные температуры, ниже которых работы на открытом воздухе должны быть приостановлены:

По Ханты-Мансийскому автономному округу

а) на лесозаготовительных работах:

- без ветра –42 °С;
- при скорости ветра до 5 м/с –40 °С;
- при скорости ветра от 5 до 10 м/с –38 °С;
- при скорости ветра свыше 10 м/с –35 °С;

б) на строительно-монтажных и ремонтных работах, связанных с работой на высоте:

- без ветра –35 °С;
- при скорости ветра до 5 м/с –33 °С;
- при скорости ветра от 5 до 10 м/с –30 °С;
- при скорости ветра свыше 10 м/с –28 °С;

в) на всех остальных работах:

- без ветра –38 °С;
- при скорости ветра от 5 до 10 м/с –35 °С;
- при скорости ветра свыше 10 м/с –32 °С.

При температуре –28 °С и ниже работающим на открытом воздухе, должны предоставляться перерывы продолжительностью 10 минут для обогрева в специально отведенных для этой цели помещениях, через каждый час работы, причем время перерыва входит в рабочее время.

При работе в закрытых необогреваемых помещениях работы прекращаются при температуре –36 °С и ниже. Перерывы для обогрева предоставляются через каждый час работы на 10 минут.

По Республике Саха (Якутия):

а) перерывы для обогрева на 10 минут через каждый час работы с включением в рабочее время при температурах от 40 °С ниже нуля без ветра и от 35 °С до 40 °С ниже нуля при ветре более трех баллов*;

б) перерывы для обогрева на 10 минут через каждые полчаса работы с включением в рабочее время при температурах от 45 °С до 50 °С ниже нуля без ветра и от 40 °С до 45 °С ниже нуля при ветре более трех баллов*;

в) прекращение работы при температуре 50 °С ниже нуля и более без ветра и 45 °С ниже нуля и более при ветре более трех баллов*.

Примечание. * 1 балл равен 3,33 м/с.

Прекращение работ, связанных с использованием грузоподъемной техники, подъемных агрегатов, буровых вышек и другого оборудования, производится с учетом ограничений их эксплуатации при температуре, указанной в паспортах заводом-изготовителем техники.

Специальная и автотракторная техника в условиях низких температур наружного воздуха используется для:

- технологических операций, производства работ указанных в разделе 16.15.2;
- доставки грузов, персонала для ликвидации аварий на объектах производственного и социально-бытового назначения;
- обследования трубопроводных трасс при длительном периоде низких температур;

– доставки сменного персонала, продуктов питания, грузов в места производства работ и на объекты с непрерывным производственным циклом.

При понижении температуры до предельных значений, ответственные по отправке вахт с автовокзала, на уровне заместителей руководителя структурных подразделений, принимает решение по отправке необходимых работников с автовокзала на объекты производства работ.

При этом должны быть приняты следующие дополнительные меры безопасности:

– движение на отдаленные месторождения, (отдаленные объекты внутри месторождений) колонной не менее двух единиц транспорта, обеспеченность радиосвязью с основной базой и аварийным запасом топлива не менее 40 литров;

– транспортное средство должно быть укомплектовано дежурной меховой спецодеждой, валенками и меховыми рукавицами;

– укомплектование спецтехники, в случае необходимости, дополнительным составом экипажа при проведении работ, указанных в разделе 16.15.2.

16.15.1. Порядок прекращения и возобновления работ в условиях низких температур

Все объекты работ должны быть обеспечены термометрами для измерения температуры наружного воздуха. При понижении температуры до предельных значений ответственные руководители работ, старшие смены, бригады и т.п. обязаны сообщить в диспетчерскую службу структурного подразделения величину температуры. Факт передачи информации фиксируется в вахтовом журнале, в журнале производства работ или оперативном журнале.

Начальник смены ЦИТС, диспетчер, получив информацию о понижении температуры от руководителей работ, старшего смены, бригады, уточняет показания температуры наружного воздуха и скорости ветра на близлежащих стационарных объектах, расположенных в местах производства работ (ДНС, КС, ГТЭС), и докладывает руководителю структурного подразделения в порядке, установленном в структурном подразделении.

Принятое руководителем структурного подразделения оперативное решение о прекращении работ диспетчерская служба структурного подразделения доводит до сведения руководителя работ, старшего смены, бригады с регистрацией времени передачи и лица, принявшего сообщение о прекращении работ, а также отменяет ранее поданные заявки на выполнение работ подрядчиком. В случаях вынужденных длительных простоев (более 1 суток), решение о прекращении работ оформляется приказом по структурному подразделению.

Начальник смены ЦИТС, диспетчер должен довести до руководителя работ, старшего смены, бригады меры, которые необходимо принять при остановке объектов, производств работ с целью предупреждения возникновения аварийных ситуаций, случаев обморожений персонала и выхода из строя оборудования, машин и механизмов и т.п.

Непосредственный руководитель работ, старший смены бригады принимает меры, необходимые при остановке объектов производств работ с целью

предупреждения возникновения аварийных ситуаций, случаев обморожения персонала и выхода из строя оборудования машин и механизмов.

При понижении температуры до предельных значений и отсутствии возможности оперативно связаться с диспетчерской службой или руководством структурного подразделения ответственные руководители работ (старшие смены, бригады и т.п.) обязаны самостоятельно принять решение приостановке производства работ (с фиксацией факта приостановки работ в вахтовом журнале, в журнале производства работ или оперативном журнале), приняв при этом необходимые меры по предупреждению возникновения аварийных ситуаций, случаев обморожений персонала и выходу из строя оборудования, машин и механизмов и т.п.

Диспетчерская служба структурного подразделения отслеживает динамику изменения температуры наружного воздуха в местах производства работ и в случае ее повышения до значения, превышающих предельные значения докладывают об этом руководителю структурного подразделения.

Руководитель структурного подразделения принимает решение о возобновлении производства работ и приказом определяет основные меры, обеспечивающие безопасный ввод в эксплуатацию оборудования машин и механизмов, находившихся длительное время в условиях низких температур, с учетом рекомендаций заводов-изготовителей. В случае необходимости назначает для этих целей ответственного специалиста.

16.15.2. Порядок производства работ в условиях низких температур

С целью предупреждения аварий, осложнений, выхода из строя дорогостоящего оборудования допускается производство следующих видов работ, технологических процессов при температурах наружного воздуха ниже предельных значений:

При обслуживании производственных объектов с непрерывным технологическим циклом работ.

Дополнительные меры безопасности:

- круглосуточное дежурство на объекте специалистов согласно утвержденному руководителем структурного подразделения графику;
- обеспечение обслуживающего персонала дополнительными средствами индивидуальной защиты (шлем-маска, крем от пониженных температур и т.п.);
- увеличение, в случае необходимости, численности персонала при производстве работ на открытых площадках указанных объектов;
- обследование кустов скважин и трасс трубопроводов звеном в составе не менее двух человек, на транспорте в составе не менее двух единиц, обеспеченном радиосвязью;
- работа по обследованию кустов скважин и трасс трубопроводов проводится в дневное время и контролируется специалистом цеха структурного подразделения.

При проведении погрузо-разгрузочных работ: выгрузка грузов из закрытых железнодорожных вагонов с использованием погрузчиков.

Дополнительные меры безопасности при производстве работ: работы производить под руководством назначенного ответственного руководителя работ;

- состав бригады с количеством людей, достаточным для работы в двухсменном непрерывном режиме 20 мин работы, 20 мин обогрева и отдыха;
- выполнение работ двумя погрузчиками (чередование их работы через каждый час с последующим обогревом в теплом помещении);
- выдача персоналу дополнительных средств индивидуальной защиты (шлемов-масок, рукавиц ватных);
- наличие оборудованного места для обогрева персонала, занятого выгрузкой вагонов.

При проведении аварийно-восстановительных работ: дополнительные меры безопасности:

- ведение работ под руководством штаба по ликвидации аварий;
- разработка штабом дополнительных мер по предупреждению переохлаждения и обморожения персонала при производстве работ по ликвидации аварий;
- наличие оборудованных мест для обогрева персонала;
- выдача персоналу дополнительных СИЗ (шлем-масок, рукавиц ватных, и т.п.);
- состав бригады с количеством людей и единицами техники, достаточным для работы в непрерывном режиме 30 мин работы, 30 мин обогрева и отдыха.

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

17.1.	Основные понятия	756
17.2.	Законодательство в области охраны окружающей среды	757
17.3.	Основные принципы охраны окружающей среды	757
17.4.	Основные принципы экологической политики ОАО «Сургутнефтегаз»	758
17.5.	Объекты охраны окружающей среды	758
17.6.	Нормирование воздействия на окружающую среду	759
17.7.	Требования по обращению с отходами производства и потребления	759
17.8.	Производственный экологический контроль	761
17.9.	Действия при возникновении ЧС, аварии, инцидента	763
17.10.	Ответственность за нарушение природоохранного законодательства	771

17. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

17.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

Окружающая среда – совокупность компонентов природной среды, природных и природно-антропогенных объектов, а также антропогенных объектов.

Природная среда – совокупность компонентов природной среды природных и природно-антропогенных объектов.

Компоненты природной среды – земля, недра, почвы, поверхностные и подземные воды, атмосферный воздух, растительный, животный мир и иные организмы, а также озоновый слой атмосферы и околоземное космическое пространство, обеспечивающие в совокупности благоприятные условия для существования жизни на Земле.

Антропогенный объект – объект, созданный человеком для обеспечения его социальных потребностей и не обладающий свойствами природных объектов.

Охрана окружающей среды – деятельность органов государственной власти Российской Федерации, органов государственной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, общественных и иных некоммерческих объединений, юридических и физических лиц, направленная на сохранение и восстановление природной среды, рациональное использование и воспроизводство природных ресурсов, предотвращение негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду и ликвидацию ее последствий.

Экологическая безопасность – состояние защищенности природной среды и жизненно важных интересов человека от возможного негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, их последствий.

Негативное воздействие на окружающую среду – воздействие хозяйственной и иной деятельности, последствия которой приводят к негативным изменениям качества окружающей среды.

Загрязнение окружающей среды – поступление в окружающую среду вещества и (или) энергии, свойства, местоположение или количество которых оказывают негативное воздействие на окружающую среду.

Загрязняющее вещество – вещество или смесь веществ, количество и (или) концентрация которых превышают установленные для химических веществ, в том числе радиоактивных, иных веществ и микроорганизмов нормативы и оказывают негативное воздействие на окружающую среду.

Вред окружающей среде – негативное изменение окружающей среды в результате ее загрязнения, повлекшее за собой деградацию естественных экологических систем и истощение природных ресурсов.

Экологический риск – вероятность наступления события, имеющего неблагоприятные последствия для природной среды и вызванного негативным воздействием хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайными ситуациями природного и техногенного характера.

17.2. ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Законодательство в области охраны окружающей среды основывается на Конституции Российской Федерации и состоит из Федерального закона «Об охране окружающей среды».

Законодательство в области охраны окружающей среды основывается на Конституции Российской Федерации и следующих федеральных законах и кодексах:

- Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 № 74-ФЗ;
- Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 № 136-ФЗ;
- Воздушный кодекс Российской Федерации от 19.03.1997 № 60-ФЗ;
- Лесной кодекс Российской Федерации от 04.12.2006 № 200-ФЗ;
- Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;
- Федеральный закон от 24.06.98 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»;
- Федеральный закон от 04.05.99 № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»;
- Федеральный закон от 30.03.99 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;
- Федеральный Закон от 24.04.95 № 52-ФЗ «О животном мире».

Иные нормативно-правовые акты (постановления, законы, приказы) Российской Федерации и субъектов Российской Федерации, принимаемые в соответствии с вышеуказанными законами.

17.3. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Хозяйственная и иная деятельность, оказывающая воздействие на окружающую среду, должна осуществляться на основе следующих принципов:

- соблюдение права человека на благоприятную окружающую среду;
- обеспечение благоприятных условий жизнедеятельности человека;
- охрана, воспроизводство и рациональное использование природных ресурсов как необходимые условия обеспечения благоприятной окружающей среды и экологической безопасности;
- платность природопользования и возмещение вреда окружающей среде;
- презумпция экологической опасности планируемой хозяйственной и иной деятельности;
- обеспечение снижения негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в соответствии с нормативами в области охраны окружающей среды, которого можно достигнуть на основе использования наилучших существующих технологий с учетом экономических и социальных факторов;
- ответственность за нарушение законодательства в области охраны окружающей среды.

Природопользователи обязаны соблюдать экологические, санитарные и иные требования, установленные законодательством Российской Федерации в области охраны окружающей среды и здоровья человека.

17.4. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

Основными принципами экологической политики ОАО «Сургутнефтегаз» являются:

- постоянное совершенствование природоохранной деятельности и системы экологического управления на предприятиях компании;
- достижение уровня промышленной и экологической безопасности, соответствующего современным международным нормам и требованиям;
- сокращение количества и снижение токсичности выбросов, сбросов загрязняющих веществ и отходов при увеличении объемов производства за счет внедрения наилучших существующих технологий, достижений науки и техники;
- рациональное использование природных ресурсов, основанное на внедрении природо- и ресурсосберегающих технологий;
- систематический контроль соблюдения требований промышленной и экологической безопасности;
- экологический мониторинг природной среды в регионах деятельности компании;
- снижение техногенной нагрузки на окружающую среду вновь вводимых объектов за счет качественной подготовки предпроектной и проектной документации;
- постоянное повышение уровня компетентности персонала в вопросах охраны окружающей среды;
- открытость общественно значимой информации об экологической деятельности компании.

17.5. ОБЪЕКТЫ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Объектами охраны окружающей среды от загрязнения, истощения, деградации, порчи, уничтожения и иного негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности являются:

- земли, недра, почвы;
- поверхностные и подземные воды;
- леса и иная растительность, животные и другие организмы и их генетический фонд;
- атмосферный воздух, озоновый слой атмосферы и околоземное космическое пространство.

В первоочередном порядке охране подлежат естественные экологические системы, природные ландшафты и природные комплексы, не подвергшиеся антропогенному воздействию.

Особой охране подлежат объекты, включенные в Список всемирного культурного наследия и Список всемирного природного наследия, государ-

ственные природные заповедники, в том числе биосферные, государственные природные заказники, памятники природы, исконная среда обитания, места традиционного проживания и хозяйственной деятельности коренных малочисленных народов Российской Федерации, объекты, имеющие особое природоохранное, научное, историко-культурное, эстетическое, рекреационное, оздоровительное и иное ценное значение, а также редкие или находящиеся под угрозой исчезновения почвы, леса и иная растительность, животные и другие организмы и места их обитания.

Особый режим хозяйственной и иных видов деятельности установлен для водоохранных зон водных объектов (территория, примыкающая к береговой линии рек, ручьев, озер, водохранилищ) в целях предотвращения загрязнения, засорения, заиления и истощения вод, а также сохранения среды обитания объектов животного и растительного мира.

17.6. НОРМИРОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Нормирование в области охраны окружающей среды осуществляется в целях государственного регулирования воздействия хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду, гарантирующего сохранение благоприятной окружающей среды и обеспечение экологической безопасности.

В целях предотвращения негативного воздействия на окружающую среду хозяйственной и иной деятельности для юридических природопользователей устанавливаются следующие нормативы допустимого воздействия на окружающую среду:

- нормативы допустимых выбросов и сбросов веществ и микроорганизмов;
- нормативы образования отходов производства и потребления и лимиты на их размещение;
- нормативы допустимых физических воздействий (количество тепла, уровни шума, вибрации, ионизирующего излучения, напряженности электромагнитных полей и иных физических воздействий);
- нормативы допустимого изъятия компонентов природной среды;
- нормативы допустимой антропогенной нагрузки на окружающую среду.

17.7. ТРЕБОВАНИЯ ПО ОБРАЩЕНИЮ С ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Отходы подлежат разделному накоплению по видам и классам опасности при формировании партии для вывоза, в соответствии с проектной документацией, с целью обеспечения их использования в качестве вторичного сырья, обезвреживания на специализированных установках или последующего размещения.

Накопление осуществляется на специальных площадках, в производственных или вспомогательных помещениях (склад, кладовая); в нестационарных складских помещениях (под укрытием и навесными конструкциями);

в резервуарах, шламонакопителях и прочих наземных и заглубленных специально оборудованных емкостях; на открытых промышленных площадках в контейнерах и емкостях. Емкости, контейнеры должны иметь надписи об их принадлежности и виде отходов.

Площадки сбора и временного хранения должны быть выполнены с твердым покрытием (щебень либо железобетонные плиты), ограждены обваловкой либо отбортовкой по всему периметру для исключения попадания вредных веществ в ливневую канализацию и на почву, эффективной защитой (навесы, упаковка отходов в тару, контейнеры, емкости с крышками) для защиты от воздействия атмосферных осадков и ветра, удобным подъездом для автотранспорта для вывоза отходов к местам их утилизации или конечного размещения.

Отходы I класса опасности – ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки, ртутные термометры отработанные и брак – собираются и передаются для временного хранения в заводской упаковочной таре в специализированных складских помещениях каждого структурного подразделения до формирования партии для вывоза на базу производственно-технического обслуживания и комплектации оборудованием Общества (БПТОиКО).

Отходы III класса опасности – все виды отработанных масел, смазок – подлежат сбору на территории маслохозяйств кустовых насосных станций, где временно хранятся в герметичных металлических емкостях и бочках, вывозятся в емкости, расположенные на базах цехов структурных подразделений, где накапливаются и временно хранятся до передачи на использование в цех подготовки и перекачки нефти нефтегазодобывающего управления.

Виды отходов «Обтирочный материал, загрязненный маслами с содержанием масел 15% и более», «Фильтры масляные от компрессоров» собираются в герметичные емкости, установленные на площадках сбора отходов с целью передачи их в управление «Сургутнефтепромхим» для обезвреживания на установке термического обезвреживания.

Вид отхода «Шлам очистки трубопроводов и емкостей» накапливается в технологических емкостях и вывозится в специально оборудованные шламонакопители Центра по отмывке шламов и нефтезагрязненных грунтов нефтегазодобывающего управления для обезвреживания в теплое время года.

Иные отходы III класса опасности хранятся в герметичных металлических контейнерах и бочках, либо в шламонакопителях, специально оборудованных в соответствии с проектами, имеющими положительное заключение экологической экспертизы.

Отходы V класса опасности, являющиеся вторичным сырьем (лом и стружка цветных и черных металлов, огарки стальных сварочных электродов), подлежат сбору и накоплению в контейнерах, установленных на специальных площадках подготовки металлолома.

Отход V класса опасности «Отходы (осадки) при биологической очистке сточных вод» накапливаются в специальных закрывающихся емкостях и используются собственниками отхода для целей рекультивации согласно проектам, имеющим положительное заключение экологической экспертизы.

Все отходы IV и V классов опасности, за исключением крупногабаритных, собираются и сортируются в металлические и деревянные закрывающиеся контейнеры, расположенные на площадках сбора отходов цехов для передачи их специализированным предприятиям с целью размещения либо собственным полигонам твердых бытовых и промышленных отходов.

17.8. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ

Производственный экологический контроль является составной частью системы управления деятельностью ОАО «Сургутнефтегаз» (далее по тексту – Общества) в области охраны окружающей природной среды и экологической безопасности.

Цель производственного экологического контроля – обеспечение выполнения в процессе хозяйственной деятельности мероприятий по охране окружающей среды, рациональному использованию и восстановлению природных ресурсов, а также соблюдение требований, установленных законодательством Российской Федерации в области охраны окружающей среды.

Объекты производственного экологического контроля:

- источники образования отходов, выбросов, сточных вод, в том числе производства, цеха, участки, технологические процессы и отдельные технологические линии;
- источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- системы очистки отходящих газов;
- склады и хранилища сырья, материалов, реагентов;
- источники сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду и сети водоотведения;
- системы очистки сточных вод;
- системы повторного и оборотного водоснабжения;
- места и объекты размещения и накопления отходов, установки их использования и обезвреживания;
- оборудование и технологии для предупреждения, локализации и ликвидации последствий техногенных аварий в окружающей природной среде;
- объекты окружающей среды, расположенные в пределах промышленных площадок, территории (акватории), где осуществляется природопользование, а также санитарно-защитные зоны.

Производственный экологический контроль состояния водотоков

1. Визуальный осмотр и передача сведений по системе диспетчерских служб.

2. Выезд комиссии для отбора проб воды для определения степени загрязнения водоема.

3. Анализ собранных сведений и разработка экстренных мер по ликвидации загрязнения.

Для визуальной оценки используется следующая таблица 15 приложения 1 методики исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства:

Масса нефти, нефтепродуктов на 1 м² акватории водного объекта при различном внешнем виде пленки нефти, нефтепродуктов ($УМ_n$).

Таблица 1

Внешние признаки пленки нефти, нефтепродуктов	$УМ_n$, г/м ²
Чистая поверхность акватории водного объекта без признаков цветности при различных условиях освещенности	0
Отсутствие пленки и пятен, отдельные радужные полосы, наблюдаемые при наиболее благоприятных условиях освещения и спокойном состоянии поверхности акватории водного объекта	0,1
Отдельные пятна и серые пленки серебристого налета на поверхности воды, наблюдаемые при спокойном состоянии поверхности акватории водного объекта, появление первых признаков цветности	0,2
Пятна и пленки с яркими цветными полосами, наблюдаемыми при слабом волнении	0,4
Нефть, нефтепродукты в виде пятен и пленки, покрывающие значительные участки поверхности акватории водного объекта, не разрывающиеся при волнении, с переходом цветности к тусклой мутно-коричневой	1,2
Поверхность акватории водного объекта покрыта сплошным слоем нефти, нефтепродуктов, хорошо видимой при волнении, цветность темная, темно-коричневая	2,4

При разливе нефти и нефтепродуктов (порыв или прокол трубопровода) на водной поверхности рек ориентировочные параметры разлива будут характеризоваться следующими параметрами (табл. 2).

Таблица 2

Глубина распространения нефти по водотокам	Ориентировочное время добегания нефти при скорости течения реки		
	0,5 м/с	0,8 м/с	1,0 м/с
1 км	22 мин	20 мин.	18 мин
5 км	1 ч 50 мин	1 ч 40 мин	1 ч 20 мин
10 км	3 ч 20 мин	2 ч 50 мин	2 ч 30 мин
15 км	4 ч 45 мин	4 ч 30 мин	4 ч 20 мин

Примечание:

а) характеристика водотоков получена путем проведения измерений в контрольных точках р.Черная и р.Пим;

б) при расчетах прогнозировался 100%-ный подход нефти на всю глубину распространения;

в) учитывая характер русла рек (большая извилистость, наличие про-ток и заводей), необходимо принять во внимание, что на полную глубину распространения нефти и нефтепродуктов по водотоку дойдет не более 20–10% от расчетов в соответствии с требованиями постановления Пра-

вительства Российской Федерации от 21.08.2000 №613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов».

Производственному экологическому контролю в области обращения с отходами подлежат:

- состояние территории промышленной площадки и прилегающей к ней территории;
- емкости для временного накопления отходов на предмет их целостности и наличия надписи;
- состояние площадок для накопления отходов;
- соблюдение периодичности вывоза отходов с территории площадки;
- наличие на производственной площадке схемы площадки с нанесенными на ней местами временного накопления отходов, с указанием вида отходов и количества контейнеров;
- соблюдение требований пожарной безопасности в области обращения с отходами.

Производственному экологическому контролю в области охраны атмосферного воздуха подлежат:

- функционирование и техническое состояние газоочистных установок;
- наличие и ведение журналов по типовым формам первичной учетной документации № ПОД-1 «Журнал учета стационарных источников загрязнения и их характеристик», № ПОД-2 «Журнал учета выполнения мероприятий по охране воздушного бассейна», № ПОД-3 «Журнал учета работы газоочистных и пылеулавливающих установок».

17.9. ДЕЙСТВИЯ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ЧС, АВАРИИ, ИНЦИДЕНТА

17.9.1. Оповещение при возникновении ЧС

Схема управления, оповещения и связи при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций, обусловленных разливами нефти и нефтепродуктов приведена в приложении 2 к Плану по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

Управление мероприятиями по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций осуществляется Комиссиями по ЧС соответствующего уровня с пунктов управления, развертываемых в рабочем кабинете, а также оперативными группами Комиссий по ЧС с подвижных пунктов управления непосредственно в районе аварии, чрезвычайной ситуации.

Подвижный пункт управления оборудован на базе автомобилей «фольксваген» и УАЗ-2206-01 с радиотелефоном «Нокиа» (№43-37-65 и 43-05-76).

Оперативная группа Комиссии по ЧС убывает с Ч+0.30 к месту аварии по распоряжению председателя комиссии.

Дополнительно в распоряжение оперативной группы может выделяться автомашина УАЗ с радиотелефоном типа «Нокиа» («Акшонет»).

Для оповещения руководящего состава акционерного общества, членов Комиссии по ЧС, руководителей объектовых звеньев в Управлении связи и

телекоммуникаций установлена автоматизированная система оповещения АСО-16, подготовлены 6 стандартных сообщений. Время на оповещение 100 абонентов – до 4 минут.

Оповещение органов управления функционального звена ОАО «Сургутнефтегаз» РСЧС, аварийных цехов, участков, бригад и нештатных АСФ, других сил и средств, а также работников производится по существующим каналам проводной связи, радиорелейных станций и радиотелефонов Управления связи и телекоммуникаций силами ЦИТС, а также по автоматизированной системе оповещения (АСО-16).

Информация об угрозе возникновения аварии, чрезвычайной ситуации от ЦИТС или дежурно-диспетчерской службы цеха, структурного подразделения доводится до руководителя структурного подразделения и ЦИТС ОАО «Сургутнефтегаз», территориальных управлений по делам ГО и чрезвычайным ситуациям, органов Госгортехнадзора, природоохранных органов.

Оповещение органов управления, аварийных цехов, участков, бригад, других сил о возникновении чрезвычайных ситуаций производится по существующим каналам связи Управления связи и телекоммуникаций, радиотелефонам.

Информация о возникновении чрезвычайной ситуации от дежурного технолога цеха доводится до:

- ЦИТС (дежурно-диспетчерской службы) структурного подразделения;
- руководителя структурного подразделения;
- ЦИТС ОАО «Сургутнефтегаз»;
- территориальных органов управления МЧС России;
- Управления по экологическому и технологическому надзору Ростехнадзора по Ханты-Мансийскому автономному округу-Югре;
- комитета по экологии, недропользованию и природным ресурсам органов местного самоуправления.

17.9.2. Взаимоотношения работников ОАО «Сургутнефтегаз» с должностными лицами органов, осуществляющих государственный контроль (надзор)

Взаимоотношения работников ОАО «Сургутнефтегаз» с должностными лицами органов, осуществляющих государственный контроль (надзор), должны осуществляться в соответствии с приложением к приказу ОАО «Сургутнефтегаз» от 11.12.2009 №2660, «Регламентом взаимоотношений работников ОАО «Сургутнефтегаз» с должностными лицами органов, осуществляющих государственный контроль (надзор) и муниципальный контроль», разработанного в соответствии с Федеральным законом от 26.12.2008 №294-ФЗ «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля».

В соответствии с Федеральным законом от 26.12.2008 №294-ФЗ плановые (документарные и (или) выездные) или внеплановые (документарные и (или) выездные) проверки допускаются только в отношении

юридического лица, которым структурные подразделения Общества не являются.

При появлении на территории промышленных объектов Общества должностного лица органа контроля (надзора) необходимо затребовать служебное удостоверение и документы, на основании которых осуществляется проверка (приказ, указание), а также немедленно сообщить о данном факте старшему должностному лицу структурного подразделения (начальнику цеха, ЦИТС).

Структурными подразделениями документы представляются органу контроля (надзора) по указанию заместителя генерального директора Общества по направлению деятельности (иного уполномоченного должностного лица аппарата управления Общества). Перед представлением структурными подразделениями органу контроля (надзора) документов их объем и содержание согласовываются с управлением (отделом, службой) Общества, курирующим деятельность соответствующего структурного подразделения.

Документы, истребуемые при проведении проверок Общества, представляются органу контроля (надзора) в виде копий. Копии документов заверяются подписью уполномоченных должностных лиц аппарата управления Общества или структурного подразделения и печатью, используемой в Обществе (круглая печать Общества, круглая печать структурного подразделения). Документы, которые не являются объектами проверки или не относятся к предмету проверки, в орган контроля (надзора) не представляются.

Документы, содержащие информацию, составляющую коммерческую тайну Общества согласно «Перечню сведений, содержащих коммерческую тайну ОАО «Сургутнефтегаз», утвержденному приказом Общества от 28.02.2005 №03-КТ, могут быть представлены в орган контроля (надзора) только в порядке, установленном «Положением об организации защиты коммерческой тайны в ОАО «Сургутнефтегаз», введенным в действие приказом Общества от 06.04.2005 №428.

Работники структурных подразделений обязаны докладывать (устно или путем оформления докладных записок) руководителю структурного подразделения или лицу, его замещающему, обо всех фактах нарушений проверяющими должностными лицами органа контроля (надзора) законодательства РФ. Руководитель структурного подразделения (лицо, его замещающее) сообщает об указанных фактах нарушений законодательства РФ заместителю генерального директора Общества по направлению деятельности (иному уполномоченному должностному лицу аппарата управления Общества).

17.9.3. Действия при производстве работ по ликвидации аварийных разливов нефти, подтоварной воды

При возникновении разливов нефти и нефтепродуктов на территории производственной деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» локального, муниципального и территориального значения для работ используются силы и средства ОАО «Сургутнефтегаз».

От цехов добычи нефти и газа нефтегазодобывающих управлений может привлекаться дополнительно до 500 человек и техника, а также дополнительно от взаимодействующих структурных подразделений – трестов «Сургутнефтедорстройремонт», «Сургутнефтеспецстрой», Управления по капитальному ремонту нефтепромысловых объектов.

В соответствии с требованиями Федерального закона от 21.12.94 №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» по приказу генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз», председателя Комиссии по ЧС ОАО «Сургутнефтегаз» в интересах структурных подразделений могут быть привлечены дополнительные силы и средства от других структурных подразделений акционерного общества (нефтесборная, автомобильная, инженерная и другая специальная техника) для ликвидации аварий местного и территориального характера. Перечень дополнительных формирований, техники, оборудования определяется решением Комиссии по ЧС (штабом ликвидации аварии) ОАО «Сургутнефтегаз».

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 15.04.2002 №240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации», при поступлении сообщения о разливе нефти и нефтепродуктов время локализации разлива не должно превышать 4 часов – при разливе в акватории, 6 часов – при разливе на почве с момента обнаружения разлива нефти и нефтепродуктов или с момента поступления информации о разливе.

При угрозе разлива нефти на водную поверхность для расстановки боннов, нефтесборной техники и аварийного оборудования заранее готовятся дополнительные или имеющиеся площадки и подъезды к ним, которые при необходимости укрепляются.

Для интенсификации сбора нефти на заболоченных территориях экскаватором копаются по линиям стока дренажные канавы и в естественных понижениях – приямки, где устанавливается нефтесборная техника, отсыпается площадка для установки силовых блоков нефтесборщиков, перекачивающих насосов, емкостей для собранной нефти и нефтепродуктов. На заболоченных участках устройство дренажных канав производится в зимнее время после промораживания. В летнее время для удаления нефти из верхнего слоя торфяной залежи может применяться выдавливание нефти протаскиванием металлической трубы диаметром 320–530 мм за болотоходом.

Для зачистки нефти на береговых полосах, а также на заболоченных территориях, применяется принудительный смыв нефти с последующим ее сбором. Смыв может производиться при условии надежной локализации, исключающей вторичное загрязнение и полного сбора нефти.

При ликвидации разливов применение механических средств сбора является основным. В зависимости от вязкостных характеристик разлитых нефти/нефтепродуктов и температурных условий ликвидации разлива применяют оптимальные типы нефтесборных головок.

Работы по ликвидации разлива считаются законченными после полного сбора несвязанной («свободной») нефти с рельефа местности и водной

поверхности и ее утилизации, исключающих вторичное загрязнение производственных объектов и объектов окружающей природной среды. Временные сооружения, возведенные во время проведения работ по ликвидации аварийного разлива, по окончании работ демонтируются.

17.9.4. Рекультивации участков, загрязненных в результате аварийных разливов нефти, подтоварной воды

Работы по реабилитации (рекультивации) загрязненных территорий и водных объектов проводятся в соответствии с проектами по рекультивации, имеющими положительное заключение государственной экологической экспертизы.

Нефтяные загрязнения вызывают значительные нарушения в функционировании экосистем и могут привести в ряде случаев к их катастрофической деградации. Восстановление нарушенных экосистем происходит в течение многих лет. По этой причине ускорение реабилитации нарушенных экосистем может быть достигнуто путем их рекультивации. Преобладающими в регионе типами почв являются торфяно-болотные и подзолистые.

Нефтяные разливы классифицируются:

- а) по значимости загрязненного объекта (акватории, территории), его местоположению (участки разлива, находящиеся в зеленой зоне городов, на охраняемых территориях, в малонаселенной местности и т.п.);
- б) по объему излившейся нефти;
- в) по площади нефтезагрязненных земель;
- г) по доступности для проведения ликвидационных и рекультивационных работ (транспортные коммуникации);
- д) по типу почвогрунтов, на которых произошел разлив (торфяно-болотные почвы, подзолистые почвы);
- е) по степени загрязненности почвогрунтов;
- ж) по степени обводнения участка.

Технологические схемы рекультивации изложены применительно к двум основным развитым в регионе типам почв: торфяно-болотным и подзолистым.

Технологические схемы рекультивации в зависимости от условий, местонахождения нефтезагрязненного участка, срока разлива и т.п. могут быть различными. Наиболее жесткие требования к очистке территории и качеству рекультивационных работ должны предъявляться к участкам, находящимся в зеленой зоне городов и поселков, в водоохранных зонах, на охраняемых территориях, а также в районах, часто посещаемых населением, около дорог федерального значения. Перечень технологических операций включает доставку и покрытие нефтезагрязненного участка торфом, рыхление нефтезагрязненного участка, добавление минеральных удобрений, посев многолетних трав, обработку участка биопрепаратами и другие мероприятия. Нанесение торфа, как наиболее эффективного природного нефтесорбента, на очищенную поверхность и последующее перемешивание является рациональным приемом, так как это приводит к снижению процентного содержания нефти в поверх-

ностном слое торфа, тем самым создаются условия для поселения и развития растений.

Биологическую рекультивацию с использованием торфа можно проводить двумя способами:

- а) путем доставки и перемешивания торфа на минеральных грунтах;
- б) путем рыхления и разрушения битуминизированных нефтяных остатков в виде корки и перемешивания поверхностных слоев с нижележащими, если загрязненный участок представлен моховым болотом, доступным для прохождения болотохода. Рыхление способствует улучшению аэрации, ускорению биodeградации нефти. Участки уже через полтора-два года могут быть покрыты растительностью, т.е. происходит естественное самозарастание.

На участки болот с сильно загрязненной поверхностью, где сбор и откачка нефти не производились, нанесение торфа является нецелесообразным. В весеннее половодье и при обильных дождях летом нефть способна подниматься с грунтовыми водами на поверхность, в значительной степени сводя на нет усилия по очистке территории. В некоторых случаях достаточно ограничиться сбором и откачкой нефти с последующим оставлением участка под естественные процессы самоочищения.

Конечная цель работ по рекультивации – доведение нефтезагрязненности участков до утвержденных нормативов, оптимизация водно-воздушного и пищевого режимов почв, позволяющих вегетировать культурной или дикорастущей аборигенной растительности.

Методика принятия управленческих решений по реабилитации нефтезагрязненных территорий заключается в следующем:

- первоначально производится рекогносцировочное обследование территории, уточняются площадь и тип нефтезагрязненных земель, уровень остаточного загрязнения нефтью, экологическое состояние объекта, расположение его относительно населенных пунктов, транспортных коммуникаций;
- на основании полученных сведений выбирается наиболее подходящий вариант рекультивации. Технологические решения должны удовлетворять критериям экологической и экономической эффективности и обоснованности;
- при выборе конкретных технологических рекультивационных приемов следует учитывать местонахождение нефтезагрязненных участков относительно населенных пунктов, дорог, охраняемых территорий и т.д.;
- полный перечень работ по рекультивации нефтезагрязненных земель, включающих рыхление, внесение удобрений, посев трав, должен проводиться на наиболее важных участках (зеленые зоны, охраняемые территории и т.д.);
- на отдаленных участках, где отсутствует риск распространения нефти по водотокам, после локализации и откачивания нефти допустимо оставление участков под естественную деградацию нефти. При этом необходимо исходить из положения о невозможности выполнения полного перечня рекультивационных работ на всей площади нефтезагрязненных земель, так как площади и объемы загрязнений несопоставимы с реальной возможностью их полного устранения.

Основные технологические приемы рекультивации нефтезагрязненных почв

Механическая обработка почвы осуществляется лесохозяйственной или сельскохозяйственной техникой. Участок обрабатывается фрезерными или дисковыми боронами. Механическое перемешивание нефтезагрязненного слоя с подстилающим чистым снижает уровень содержания нефти в поверхностном слое, усиливает аэрацию почвы, прежде всего за счет улетучивания (выветривания) легких, наиболее токсичных фракций. В результате аэрации интенсифицируется биохимическая деструкция углеводов, увеличивается окислительно-восстановительный потенциал, улучшаются условия для микробиологической деятельности.

Рыхление грунта и уничтожение корки могут осуществляться специальной техникой.

Фитомелиоративные способы обработки почв применяются в качестве завершающего этапа реабилитации почв: чаще всего фитомелиорация следует за биотехнологическим способом. В настоящее время разработан комплекс различных приемов агротехники, существует набор ассортимента трав и растений. Положительное воздействие растений объясняется тем, что своей развитой корневой системой они способствуют улучшению газовоздушного режима загрязненной почвы, обогащают почву корневыми выделениями, содержащие биологически активные соединения, минеральные остатки, минеральные вещества. Посев и посадка растений на нефтезагрязненной почве ускоряет разложение УВ за счет улучшения аэрации при развитии корневых систем. Кроме того, корневые системы растений выделяют биологически активные вещества, стимулирующие рост микроорганизмов, а поглощение CO_2 и продуцирование кислорода ускоряет деградацию нефтяных углеводородов.

При завершающем этапе рекультивации широко применяются биологические методы оздоровления почв. Это использование биологических препаратов для разрушения УВ, а также биологические стимуляторы роста растений. Основой биологического метода служат биологические препараты, продуцентами которых являются природные агенты, чаще всего – микроорганизмы и их метаболиты. Все это способствует стимулированию роста ризосферной микрофлоры и, соответственно, интенсифицирует разложение углеводородов.

Агрохимические приемы могут включать внесение биогенных элементов (преимущественно азота и фосфора) и устранение избыточной кислотности. Приемы, направленные на стимуляцию естественного процесса самоочищения почв, создают благоприятные условия для разрушения особо трудно разлагаемых УВ, таких как полиароматические УВ и циклопарафины. Эти приемы повышают численность микроорганизмов-деструкторов нефти на один-два порядка.

Удобрения вносятся в почву как в твердом, так и в растворенном виде. В твердом виде их внесение производится тракторным разбрасывателем или вручную. В качестве удобрений могут применяться как комплексные минеральные удобрения (аммофоска, карбоаммофоска, нитроаммофоска), так и смеси простых удобрений: азотных, фосфорных и калийных.

Микробиологическая обработка загрязненных почв усиливает разложение нефти. При благоприятных условиях среды (наличие питательных веществ, оптимальные значения pH, достаточно высокая температура воздуха, хорошая аэрация и т.д.) могут быть получены хорошие результаты по очистке почв.

В рамках комплекса мероприятий вводить штаммы активных углеводородразлагающих микроорганизмов возможно лишь в случае адаптации их к условиям данной местности. Учитывая специфику микробного разложения нефти в почве, целесообразно использовать различные биопрепараты последовательно во времени.

В настоящее время для очистки нефтезагрязненных земель разными организациями и ведомствами выпускаются различные виды биопрепаратов.

Каждый биопрепарат, разрешенный к применению санитарно-эпидемиологической службой Минздрава России, снабжен инструкцией по его применению – например, препараты «Деворойл», «Дизойл», «Дестройл» и «Биоойл-Югра», в которых детально указаны необходимые соотношения препарата, минеральных удобрений и воды для приготовления базовой и рабочей суспензии.

При использовании промышленных биопрепаратов необходимо придерживаться прилагаемых к ним инструкций. Обязательной операцией перед применением биопрепаратов является их активация – выдерживание при температуре от 23 °С до 32 °С, часто в присутствии азотно-фосфорных удобрений (аммофоса, диаммофоса и др.). При этом норма внесения разбавленных растворов этих препаратов составляет 10 л/м².

В водоохранных зонах по берегам рек, в их поймах и надпойменных террасах запрещается или ограничивается применение минеральных удобрений для предотвращения эвтрофикации водоемов. Наиболее загрязненные пойменные участки после сбора нефти подвергаются рыхлению, стимулирующему естественное самозаращение. При необходимости проводится посев семян многолетних растений.

Основными направлениями рекультивации нефтезагрязненных земель являются санитарно-гигиеническое и природоохранное, предусматривающие максимально возможный сбор нефти и осуществление операций, направленных на восстановление естественных ценозов. При этом при наличии погибших деревьев и кустарников осуществляются работы по их уборке. Вдоль дорог федерального значения и на некоторых других объектах возможна посадка местных видов древесно-кустарниковых растений: ив, берез, рябин и т.п.

Для рекультивированных земель качество проведения рекультивационных работ определяется после окончания биодегradации и остаточному содержанию нефти.

На участках, прошедших весь цикл рекультивационных работ, содержание остаточной нефти не должно превышать величин, регламентированных постановлением от 10.12.04 №466-п.

17.10. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА НАРУШЕНИЕ ПРИРОДООХРАННОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА

За нарушение законодательства в области охраны окружающей среды устанавливается имущественная, дисциплинарная, административная и уголовная ответственность. К ответственности привлекаются граждане, административные и юридические лица.

Основные статьи кодекса РФ об административных нарушениях применяемые к лицам в области охраны окружающей среды и природопользования:

Статья 7.9. Самовольное занятие лесных участков;

Статья 8.1. Несоблюдение экологических требований при планировании, технико-экономическом обосновании проектов, проектировании, размещении, строительстве, реконструкции, вводе в эксплуатацию, эксплуатации предприятий, сооружений или иных объектов;

Статья 8.2. Несоблюдение экологических и санитарно-эпидемиологических требований при обращении с отходами производства и потребления или иными опасными веществами;

Статья 8.5. Соккрытие или искажение экологической информации;

Статья 8.6. Порча земель;

Статья 8.13. Нарушение правил охраны водных объектов;

Статья 8.26. Самовольное использование лесов, нарушение правил использования лесов для ведения сельского хозяйства, уничтожение лесных ресурсов;

Статья 8.31. Нарушение правил санитарной безопасности в лесах;

Статья 8.33. Нарушение правил охраны среды обитания или путей миграции животных;

Статья 8.39. Нарушение правил охраны и использования природных ресурсов на особо охраняемых природных территориях;

Нарушение законодательства влечет наложение административного штрафа:

– на граждан в размере от пятисот до двух тысяч рублей;

– на должностных лиц – от одной тысячи до тридцати тысяч рублей;

– на юридических лиц – от десяти тысяч до двухсот пятидесяти тысяч рублей.

Причинение вреда водным объектам (вследствие нарушения водного законодательства), такого как слив нефти и других загрязняющих веществ, засорение и захламление, может повлечь предъявление исковых требований в соответствии с постановлением Правительства РФ от 04.11.2006 №639 «О порядке утверждения методики исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства», размер которых зависит от площади загрязненного водного объекта, количества вредных (загрязняющих) веществ попавших в водный объект и длительности негативного воздействия вредных (загрязняющих) веществ на водный объект при непринятии мер по его ликвидации.

Нарушение постановления Правительства РФ от 08 мая 2007 года №273 «Об исчислении размера вреда, причиненного лесам, вследствие нарушения лесного законодательства» может повлечь предъявление исковых требований, размер которых зависит от площади территории лесонарушения, количества уничтоженных лесных насаждений, деревьев, кустарников и лесной подстилки. За значительный ущерб лесам предусмотрена уголовная ответственность.

Значительным размером признается ущерб, причиненный лесным насаждениям или не отнесенным к лесным насаждениям деревьям, кустарникам и лесной подстилки, исчисленный по утвержденным Правительством Российской Федерации таксам, превышающий пять тысяч рублей, крупным размером – пятьдесят тысяч рублей, особо крупным размером – сто пятьдесят тысяч рублей.