

УДК 620.276

Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 653 с.: ил. – ISBN 5-8365-0052-5

Изложены современные принципы выбора способов добычи нефти при проектировании разработки нефтяных месторождений. Даны результаты анализа показателей добычи нефти с помощью различных глубинных насосных установок, описаны новые технологические и технические решения в области глубинно-насосной добычи нефти. Рассмотрены проблемы борьбы с осложнениями при добыче нефти в связи с образованием АСПО, неорганических солей, гидратов и коррозионным разрушением оборудования. Обобщен опыт организационно-технических мероприятий и приведены новые инженерные решения по экологическому обеспечению процессов добычи нефти.

Для научных и инженерно-технических работников нефтегазовой промышленности. Будет полезна студентам нефтяных вузов и слушателям различных курсов повышения квалификации работников нефтедобывающих предприятий.

Табл. 131, ил. 192, список лит. – 183 назв.

Persiyantsev M.N. Extraction of Oil under Complicated Conditions.

Present-day concepts for selecting the methods of oil extraction for designing oil field developments are discussed. Results of the analysis of oil extraction efficiency for various deep well pumps are presented together with technological and engineering approaches concerning oil extraction using deep well pumps. Attention is given to the discussion of problems on the control, during oil extraction, of the complications related to the formation of asphalt bitumen paraffin sediments, inorganic salt, and hydrate, as well as complications related to corrosive destruction of equipment. The results of implementation of administrative and technical measures are analyzed and new engineering approaches on ecological provision for oil extraction processes are given.

Recommended to scientists and engineers engaged in oil and gas industry. Also useful for students at oil higher educational institutes and students at advanced educational professional courses for specialists engaged in oil extraction industry.

ISBN 5-8365-0052-5

© М.Н. Персиянцев, 2000
© Оформление. ООО
"Недра-Бизнесцентр", 2000

СОДЕРЖАНИЕ

Принятые сокращения.....	5
Предисловие	7
1. Выбор способов добычи нефти	11
1.1. Общие положения теории работы газожидкостных подъемников	11
1.2. Принципы выбора способов добычи нефти	38
1.3. Способы добычи нефти, применяемые на месторождениях ОАО "Оренбургнефть".....	49
2. Добыча нефти с применением ШСНУ	63
2.1. Анализ показателей эффективности добычи нефти с применением ШСНУ	63
2.2. Оптимизация режима работы ШСНУ	79
2.3. Новые технологические и технические решения при добыче нефти в осложненных условиях с применением ШСНУ	101
2.4. Повышение эффективности работы ШСНУ путем снижения давления газа в затрубном пространстве	125
2.5. Промысловые исследования возможности эксплуатации двух скважин одним станком-качалкой	134
2.6. Резервы снижения энергопотребления при эксплуатации ШСНУ	143
3. Эксплуатация скважин установками электропогружных центробежных электронасосов	152
3.1. Выбор оборудования и режима работы УЭЦН	156
3.2. Применение УЭЦН в скважинах ОАО "Оренбургнефть"	166
3.3. Пути повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, в условиях повышенного газосодержания	176
3.4. Эксплуатация обводненных парафинсодержащих скважин	191
3.5. Некоторые вопросы оптимизации работы системы пласт - УЭЦН	195
4. Малораспространенные глубинные насосы и перспективы их применения на месторождениях ОАО "Оренбургнефть"	201
4.1. Эксплуатация скважин винтовыми штанговыми насосами	201
4.2. Эксплуатация скважин установками электродиафрагменных насосов.....	213
4.3. Эксплуатация скважин установками струйных насосов	223
5. Эксплуатация скважин с применением длинноходовых насосных установок	232
5.1. Недостатки существующих технических средств для эксплуатации скважин	232
5.2. Перспективы использования ДНУ для добычи нефти с аномальными свойствами	234
5.3. Преимущества длинноходовых насосных установок с ленточным механизмом подъема.....	237
5.4. Принцип действия и особенности конструкции ДНУ с ЛМП	238
5.5. ДНУ с ЛМП конструкции ОАО "Оренбургнефть"	241
5.6. Расчет ДНУ	245

5.7. Расчет производительности ДНУ	249
5.8. Нагрузки, действующие на установку	253
5.9. Насосно-компрессорные трубы	255
5.10. Конструкция клапанного узла	262
5.11. Опыт эксплуатации ДНУ с гибким тяговым элементом	263
5.12. Перспективы широкого внедрения ДНУ в добыче нефти	276
6. Резервы повышения эффективности эксплуатации малодебитных скважин	278
6.1. Характеристика фонда малодебитных скважин на месторождениях ОАО "Оренбург-нефть"	278
6.2. Анализ причин малодебитности скважин	284
6.3. Способы оценки состояния ПЗП	298
6.4. Эксплуатация малодебитных скважин на непрерывном режиме	320
6.5. Повышение эффективности эксплуатации малодебитных скважин на периодическом режиме	329
6.6. Исследование эффективности применения стальных лент в составе колонны штанг на малодебитных скважинах	345
7. Предупреждение образования и удаление асфальтосмолопарафиновых отложений с поверхности оборудования	347
7.1. Общая характеристика АСПО	347
7.2. Факторы, влияющие на интенсивность образования АСПО	348
7.3. Методы борьбы с отложениями парафина в фонтанных скважинах	363
7.4. Особенности применения методов предупреждения образования АСПО при эксплуатации ШСНУ	392
7.5. Особенности применения методов предупреждения образования АСПО при эксплуатации ЭЦНУ	405
7.6. Химические соединения для борьбы с парафинообразованием, разработанные и используемые в ОАО "Оренбург-нефть"	408
7.7. Парафинообразование в обводненных скважинах	409
8. Образование гидратов и методы борьбы с ними	411
8.1. Общая характеристика гидратов углеводородных газов и условия их образования	411
8.2. Образование кристаллогидратов в нефтяных скважинах	419
8.3. Гидратообразование в газоконденсатных скважинах	425
8.4. Гидратообразование в системе сбора нефти	427
8.5. Методы предупреждения образования гидратов и способы их разрушения	428
9. Предупреждение образования отложений неорганических солей и методы их удаления	433
9.1. Общая характеристика проблемы борьбы с отложениями НОС	433
9.2. Промысловые методы определения зон образования НОС	436
9.3. Условия и причины отложения НОС при добыче нефти	445
9.4. Прогнозирование отложения НОС при добыче нефти	462
9.5. Предупреждение образования НОС	475
9.6. Методы удаления НОС	497
10. Защита от коррозии нефтепромыслового оборудования	505
10.1. Коррозия нефтепромыслового оборудования	505
10.2. Причины и анализ аварий из-за коррозии оборудования и коммуникаций в ОАО	

"Оренбургнефть"	510
10.3. Исследования по совершенствованию методов защиты от коррозии нефтепромыслового оборудования	519
10.4. Методы защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии в ОАО "Оренбургнефть"	543
11. Анализ технологий капитальных ремонтов скважин	563
11.1. Геологические и гидрогеологические условия эксплуатации скважин	563
11.2. Особенности проведения капитальных ремонтов скважин при разработке нефтяных месторождений Оренбургской области	570
11.3. Ограничение притока пластовых вод	576
11.4. Ремонты по экологическому оздоровлению фонда скважин	585
12. Обеспечение экологической безопасности процессов добычи нефти	598
12.1. Причины осложнений экологической обстановки при добыче нефти в ОАО "Оренбург-нефть" и возможные пути их предупреждения	598
12.2. Применение системы улавливания легких углеводородов на резервуарных парках	605
12.3. Переработка ловушечных нефтей (нефтешламов)	611
12.4. Очистка попутных газов от сероводорода и углекислого газа	617
12.5. Применение струйных компрессоров для утилизации низконапорного газа	627
12.6. Бездымное сжигание газа	633
Заключение	638
Список литературы	640

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ



АДС	– аккумулятор давления скважинный
АДУ	– автоматизированная депарафинизационная установка
АКЦ	– акустическая цементометрия
АСПО	– асфальтосмолопарафиновое отложение
АСУ ТП	– автоматизированная система управления
ГПН	– гидropopopшневой насос
ГПНУ	– гидropopopшневая насосная установка
ГРП	– гидроразрыв пласта
ГТМ	– геолого-техническое мероприятие
ДН	– диафрагменный насос
ДНС	– дожимная насосная станция
ДНУ	– длинноходовая насосная установка
ЖГС	– жидкость глушения скважины
ЗАО	– закрытое акционерное общество
ИЭМЗ	– Ижевский электромеханический завод
КВД	– кривая восстановления давления
КНС	– кустовая насосная станция
КПД	– коэффициент полезного действия
КС	– компрессорная станция
ЛМП	– ленточный механизм подъема
МОЖ	– магнитное устройство для обработки жидкости
МДС	– малодебитная скважина
МРП	– межремонтный период
МЭА	– моноэтаноламин
НГДУ	– нефтедобывающее управление
НГЛ	– непрерывный газлифт
НКТ	– насосно-компрессорные трубы
НОС	– отложения неорганических солей
НПФ	– научно-производственная фирма
НСМИ	– неселективные методы изоляции вод
ОК	– обсадная колонна
ОПЗ	– обработка призабойной зоны
ОУГ	– устьевое оборудование герметизированное
ПАВ	– поверхностно-активные вещества
ПЗП	– призабойная зона пласта
ПЛГЛ	– плунжерный газлифт
ПГЛ	– периодический газлифт
ППД	– поддержание пластового давления
ППУ	– пароперемная установка
ПР	– периодическая работа
ПЭД	– погружной электродвигатель

ПЭЦН	– погружной электроцентробежный насос
РВР	– ремонтно-восстановительные работы
РВС	– резервуар вертикальный стальной
РИР	– ремонтно-изоляционные работы
СВНУ	– скважинная винтовая насосная установка
СГМ	– скребок гидромеханический
СН	– струйный насос
СК	– станок-качалка
СКО	– солянокислотная обработка
СМИ	– селективные методы изоляции вод
СПО	– спускоподъемные операции
СРГ	– стимуляторы растворимости гипса
ССНУ	– скважинная струйная насосная установка
ТВЧ	– ток высокой частоты
ТПШ	– точка подвеса штанг
ТХУ	– термохимическая установка
ЦДНГ	– цех добычи нефти и газа
ЦПС	– центральные промысловые сооружения
ШВН	– штанговый винтовой насос
ШГН	– штанговый глубинный насос
ШСНУ	– штанговая скважинная насосная установка
ШФЛУ	– широкая фракция легких углеводородов
УВН	– установка винтовых насосов
УГНТУ	– Уфимский государственный нефтяной технический университет
УЗП	– удаленная зона пласта
УЛФ	– улавливание легких фракций углеводородов
УПН	– установка подготовки нефти
УОК	– устройство для обследования обсадной колонны
УПС	– установка предварительного сброса воды
УПОК	– устройство для поинтервальной опрессовки колонны
УСН	– установка струйного насоса
УЭДН	– установка электродиафрагменного насоса
УЭС	– установка для электропрогрева скважин
УЭЦН	– установка электропогружного центробежного насоса
ЭД	– электродвигатель
ЭДН	– электропогружной диафрагменный насос
ЭДНУ	– электропогружная диафрагменная насосная установка
ЭЛОУ	– электрообезвоживающая установка
ЭЦН	– электропогружной центробежный насос
ЭЦНУ	– электропогружная центробежная насосная установка

ПРЕДИСЛОВИЕ



Предлагаемая читателю книга является научным обобщением результатов анализа эффективности технологических процессов добычи нефти, исследований проблем их совершенствования в целях обеспечения оптимальных показателей разработки нефтяных месторождений ОАО "Оренбургнефть" в осложненных горно-геологических условиях.

ОАО "Оренбургнефть" разрабатывает более 80 нефтяных месторождений, включающих около 350 объектов эксплуатации. Из общего объема остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти около 48 % сосредоточены в залежах с низкопродуктивными коллекторами, 48 % – приурочены к водонефтяным зонам залежей.

Характерной особенностью Оренбургского нефтегазового района является рассредоточенность разрабатываемых месторождений, значительная часть которых находится на поздней стадии разработки.

Несмотря на сложность горно-геологических и технологических условий и серьезные недостатки в обеспечении современным оборудованием и техническими средствами, объединение устойчиво сохраняет годовую добычу нефти в течение последних 7 лет на уровне 7,4–7,5 млн т.

Однако на современном этапе производственно-хозяйственная деятельность ОАО "Оренбургнефть" осуществляется в сложных экономических условиях. Это связано с инфляцией, несбалансированным ростом цен на нефтепромысловое оборудование, материально-технические и энергетические ресурсы, разрывом традиционных связей с поставщиками, нестабильными ценами на реализуемую нефть и др.

В создавшихся условиях имеют важное значение разработка и применение в процессах добычи нефти более совершенного и энергосберегающего нефтепромыслового оборудования, а также обеспечение оптимальных условий его эксплуатации.

Одной из важных задач освоения и рациональной разработки нефтяных месторождений является поиск наиболее оптимальных способов подъема пластовой жидкости на поверхность. Затраты, зависящие от способа эксплуатации скважин, имеют существенное значение в структуре затрат на добычу нефти. В общем виде задача сводится к обеспечению получения намеченных объемов подъема жидкости из скважин за весь период разработки месторождения при минимальных затратах.

Опыт показывает, что на многих месторождениях запасы естественной пластовой энергии превышают энергию, необходимую для подъема всех извлекаемых запасов нефти, однако только ее использование приводит к снижению темпов разработки пластов.

Подача дополнительной энергии с поверхности обеспечивает увеличение темпов разработки и повышение конечной нефтеотдачи. Таким образом, выбор способов добычи нефти, поддержание энергетического состояния нефтяных месторождений, общие затраты на добычу нефти, а также обеспечение приемлемых коэффициентов нефтеотдачи пластов являются важнейшими задачами выбора оптимальных систем разработки.

Кроме чисто экономических показателей важно учитывать и такие характеристики, как надежность и ремонтность, возможность исследования скважин и пластов, регулирование отборов жидкости, возможная степень автоматизации производства и управления процессом добычи нефти.

Однако выбор способов эксплуатации скважин в проектах разработки в настоящее время осуществляется без достаточного обоснования. Такое положение часто приводит к серьезным осложнениям и неоправданным затратам. В связи с этим в книге рассмотрены состояние и возможные пути совершенствования методов выбора оптимальных способов добычи нефти в различных горно-геологических условиях.

В ОАО "Оренбургнефть" была разработана принципиально новая длинноходовая насосная установка с ленточным механизмом подъема для добычи нефти. В объединении изготовлено и находится в эксплуатации 10 ДНУ совместного производства ОАО "Оренбургнефть" и фирмы

"Лидан Инжиниринг", имеющие принципиальное отличие от применяемых глубинно-насосных установок. Опытные промышленные испытания ДНУ на скважинах НГДУ "Бузулукнефть" показали высокую их эффективность в осложненных условиях.

Причинами осложнения процессов добычи нефти являются: кривизна и профиль скважины, отложения солей в промысловом оборудовании, АСПО, гидратов углеводородов; вынос механических примесей и коррозия оборудования. Отсутствие эффективных способов предупреждения и устранения осложнений приводит к удорожанию добычи нефти и нарушению экологического равновесия в окружающей среде.

На промыслах ОАО "Оренбургнефть" и в научных коллективах разработаны и используются множество новых инженерных решений, в том числе под руководством и участием автора, давших значительную экономию материальных и трудовых затрат, обеспечивших поддержание уровня добычи нефти.

Известно, что разработка нефтяных месторождений в экологическом отношении является весьма сложным и ответственным видом человеческой деятельности. На всем пути движения от скважины до потребителя нефть, газ и попутные воды являются потенциальными загрязнителями окружающей среды. Решение экологических проблем требует внедрения технологий и оборудования, обеспечивающих рациональное природопользование и минимальное загрязнение природной среды и недр.

На объектах ОАО "Оренбургнефть" активно внедряются различные технологические и технические решения, способствующие экологическому оздоровлению районов нефтегазодобычи.

В книге использованы промысловые отчетные материалы, характеризующие развитие и состояние процессов добычи нефти и газа на объектах объединения, результаты собственных исследований, выполненных специалистами с участием автора по разработке новых технологических процессов, по совершенствованию способов предупреждения и ликвидации различных осложнений при добыче нефти.

При работе над книгой автор неоднократно пользовался помощью, советами, учитывал высказывания при обсуждении затронутых проблем, а также результаты совместных исследований с Н.Ф. Козловым, Б.З. Султановым, Л.Т. Дытюком, В.Н. Елисеевым, Л.С. Капланом, Л.Е. Ленченковой, П.И. Постоемко, Г.А. Шамаевым, Ф.Х. Халиуллиным, В.А. Ходыревым, В.В. Андреевым, Ю.Н. Грызуновым, В.В. Романовым, С.П. Столыпным, А.П. Казыгошевым, А.С. Пантелеевым. Всем им он выражает свою глубокую благодарность.

Автор благодарит М.М. Кабирова за огромную помощь на завершающем этапе подготовки данной книги к опубликованию.

1

ВЫБОР СПОСОБОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ



1.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕОРИИ РАБОТЫ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ПОДЪЕМНИКОВ

Подъем жидкости с забоя скважины на дневную поверхность происходит за счет энергии двух видов – естественной энергии пласта и энергии, подаваемой в скважину тем или иным способом с дневной поверхности. Если подъем нефти или газожидкостной смеси (нефти, воды и газа) происходит только за счет природной или искусственно поддерживаемой пластовой энергии, то такой способ эксплуатации скважин называется фонтанным. Обычно этот способ добычи нефти применяют в начальный период разработки нефтяной залежи, когда пластовое давление достаточно большое и к забоям скважин поступает безводная или малообводненная нефть. Использование его возможно и на более поздней стадии при искусственном поддержании пластового давления. Фонтанный способ добычи нефти является наиболее экономичным. Однако его реализация существенно зависит от продуктивности пласта и свойств пластовой нефти, таких как плотность, вязкость, давление насыщения нефти газом, газосодержание и др.

Газожидкостная смесь, пройдя через специальное устьевое оборудование, попадает в замерные устройства, промысловые трубопроводы, сепарационные установки и промысловые сооружения по сбору и подготовке нефти, газа и воды. Чтобы обеспечить движение смеси в промысловых трубопроводах, на устье скважины поддерживают необходимое противодействие. На основании изложенного можно составить следующий энергетический баланс (рис. 1.1)

$$W_{\text{п}} + W_{\text{н}} = W_1 + W_2 + W_3, \quad (1.1)$$

где $W_{\text{п}}$ – энергия, поступающая из пласта; $W_{\text{н}}$ – энергия, подаваемая с поверхности; W_1 – энергия, затраченная на подъем жидкости и газа с забоя до устья скважины; W_2 – энергия, расходуе-

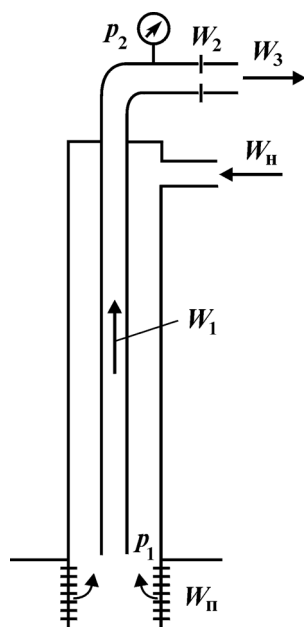


Рис. 1.1. Баланс энергии в скважине

мая газожидкостной смесью при движении через устьевое оборудование (штуцеры); W_3 – энергия, уносимая струей жидкости и газа за пределы устья скважины.

На забое скважины жидкость и газ обладают потенциальной энергией. Количество этой энергии определяется энергией жидкости $W_{\text{ж}}$ и газа $W_{\text{г}}$. Потенциальная энергия (в Дж), затрачиваемая для совершения работы по подъему 1 т жидкости на некоторую высоту h от забоя скважины [1, 2, 3 и др.],

$$W_{\text{ж}} = 1000hg = 9,81 \cdot 10^3 h. \quad (1.2)$$

Если высоту подъема жидкости h выразить через забойное давление $p_{\text{с}}$, то получим

$$h = (p_{\text{с}} - p_0) / \rho_{\text{ж}} g, \quad (1.3)$$

где p_0 – атмосферное давление, Н/м²; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с².

Тогда

$$W_{\text{ж}} = 10^3 (p_{\text{с}} - p_0) / \rho_{\text{ж}}. \quad (1.4)$$

Энергия свободного газа при изотермическом процессе его расширения

$$W_{\text{г}} = \Gamma'_0 p_0 \ln \frac{p_{\text{с}}}{p_0}, \quad (1.5)$$

где Γ'_0 – объем газа, поступающего к забою скважины в свободном виде с 1 т жидкости, м³.

В уравнении (1.5) величина Γ'_0 измеряется при атмосферном давлении и средней температуре в стволе скважины. При давлении, равном $p_{\text{с}}$, в каждой тонне нефти содержится какое-то количество растворенного газа, который будет выделяться из раствора по мере понижения давления к устью скважины. Этот газ также обладает некоторым запасом энергии, которую обозначим W_0 . Таким образом, потенциальная энергия (в Дж), которой обладают жидкость и газ на забое скважины,

$$W_{\pi} = 10^3 (p_c - p_0) + \Gamma_0 p_0 \ln \frac{p_c}{p_0} + W_0. \quad (1.6)$$

Эта энергия не вся используется для подъема жидкости, так как на устье имеется некоторое противодействие p_2 . Тогда энергия газожидкостной смеси W_1 , расходуемой на подъем 1 т жидкости при изменении давления от p_c до p_2 ,

$$W'_{\pi} = 10^3 (p_c + p_2) / \rho_{\text{ж}} + \Gamma_0 p_0 \ln \frac{p_c}{p_y} + A_1, \quad (1.7)$$

где A_1 – энергия газа, выделившегося из нефти при изменении давления от p_c до p_2 .

Очень часто при эксплуатации фонтанных скважин давление на забое бывает выше давления насыщения. При этом $\Gamma_0 = 0$; следовательно, подъем жидкости происходит только за счет энергии жидкости и энергии выделившегося в стволе скважины газа.

Расчет количества выделившегося в стволе скважины газа Γ_{01} при $p_c < p_{\text{нас}}$ ($p_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом) проводится по формуле

$$\Gamma_{01} = \Gamma_0 - \alpha \left(\frac{p_c + p_2}{2} - p_0 \right), \quad (1.8)$$

где α – коэффициент растворимости газа в нефти, $\text{м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{Па})$.

Если $p_c > p_{\text{нас}}$, то в формуле (1.8) вместо p_c следует подставить $p_{\text{нас}}$.

Очевидно, что фонтанирование скважины возможно при соблюдении условия

$$W'_{\pi} \geq W_1 + W_2 + W_3. \quad (1.9)$$

Исходя из этого условия и с учетом эмпирической зависимости А.П. Крылова для удельного расхода газа при оптимальном режиме работы фонтанного подъемника получена формула [3, 7, 8] для условий фонтанирования в виде

$$(1 - n_b) \left[\Gamma_0 - \alpha \left(\frac{p_c + p_2}{2} - p_0 \right) \right] \geq \frac{2,77 \cdot 10^{-4} \rho_{\text{ж}}^2 L^2}{d^{0,5} (p_c - p_2) \ln(p_c / p_2)} \left(1 - \frac{p_c - p_2}{\rho_{\text{ж}} g L} \right), \quad (1.10)$$

где n_b – обводненность жидкости, доля ед.; d – внутренний диаметр фонтанных (насосно-компрессорных) труб, м; L – длина подъемника, м.

Из неравенства (1.10) можно определить минимально необходимое давление на забое p_c , обеспечивающее фонтанирование при заданной комбинации других величин, таких как Γ_0 , d , L , p_2 , $\rho_{ж}$, n_v . Оно может быть использовано и для оценки минимального значения обводненности добываемой жидкости, по достижении которой также прекратится фонтанирование скважины на оптимальном режиме.

При $W_n > 0$ способ эксплуатации скважины называется механизированным. На забой скважины эта энергия может передаваться с помощью механических приспособлений в виде энергии сжатого газа или жидкости или электрической энергии.

Под эксплуатацией скважин понимают процесс подъема продукции на поверхность за счет того или иного энергетического источника по возможности бесперебойно и с минимальными затратами трудовых и материальных ресурсов.

В современной технической литературе, учебных пособиях и учебниках по добыче нефти приводится ряд классификаций способов эксплуатации скважин. По мнению автора, наиболее обоснованная классификация предложена А.Н. Адониным [1]. Рассмотрим эту классификацию с некоторыми дополнениями с учетом последних достижений в технологии и технике добычи нефти.

По А.Н. Адонину, все способы добычи (или способы эксплуатации скважин) можно разбить на четыре группы.

1. Артезианское фонтанирование, при котором подъем жидкости на поверхность осуществляется гидростатическим напором жидкости, поступающей из эксплуатируемого объекта, т.е. за счет давления на забое работающей скважины p_c . При этом газ в работе по подъему жидкости участия не принимает. Поэтому условием существования артезианского фонтанирования скважины нефтью является неравенство

$$p_2 \geq p_{\text{нас}}, \quad (1.11)$$

т.е. давление на устье скважины должно быть равно или больше давления насыщения нефти газом.

Кроме того, артезианское фонтанирование возможно при добыче воды или изливе воды из водонагнетательных скважин.

Артезианское фонтанирование возможно при превышении забойного давления над гидростатическим, т.е.

$$p_c > g \rho_{\text{см}} H, \quad (1.12)$$

где $\rho_{\text{см}}$ – плотность водонефтяной смеси (нефти), кг/м^3 ; H – глубина скважины, м.

При движении жидкости по насосно-компрессорным трубам (НКТ) температура и давление изменяются, в связи с чем плотность жидкости (смеси) также немного меняется. Поэтому необходимо в расчетах принимать среднюю плотность

$$\bar{\rho}_c = (\rho_{cc} + \rho_{c2})/2, \quad (1.13)$$

где ρ_{cc} , ρ_{c2} – плотность жидкости при термодинамических условиях соответственно забоя и устья.

При фонтанировании обводненной нефтью плотность жидкости рассчитывается как средневзвешенная

$$\begin{aligned} \rho_{cc} &= \rho_{nc} (1 - n_b) + \rho_{bc} n_b; \\ \rho_{c2} &= \rho_{n2} (1 - n_b) + \rho_{b2} n_b, \end{aligned} \quad (1.14)$$

где n_b – обводненность продукции скважины, доля ед.; ρ_{nc} , ρ_{bc} и ρ_{n2} , ρ_{b2} – плотность нефти и воды в условиях соответственно забоя и устья.

Следует отметить, что в результате разности скоростей движения нефти и воды объемная расходная водонасыщенность по длине скважины изменяется, что вносит определенную погрешность в расчетах плотности водонефтяной смеси. Использование формулы (1.13) уменьшает эту погрешность до приемлемой для технических расчетов величины.

Общее уравнение баланса давления при работе артезианского фонтанного подъемника запишется в виде

$$p_c = p_{gc} + p_{тр} + p_2, \quad (1.15)$$

где p_{gc} , $p_{тр}$ – соответственно гидростатическое давление столба жидкости в скважине и потери давления на трение в НКТ; p_2 – давление на устье скважины.

Потери давления на трение $p_{тр}$ определяются по формуле Дарси – Вейсбаха, а именно:

$$p_{тр} = 8\lambda Q_{ж}^2 \rho_{ж} L / \pi^2 d^5, \quad (1.16)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления; $Q_{ж}$ – дебит скважины; L – длина НКТ вдоль оси скважины; d – внутренний диаметр НКТ.

Коэффициент сопротивления λ определяется через число Рейнольдса по соответствующим графикам или эмпирическим формулам. Для оценки динамической вязкости водонефтяной эмульсии μ_e можно рекомендовать приближенную формулу Гатчика и Сабри

$$\mu_3 = \mu_{вс} / (1 - \sqrt[3]{\varphi}), \quad (1.17)$$

где $\mu_{вс}$ – динамическая вязкость внешней среды; φ – концентрация внутренней фазы.

Как известно, приток жидкости из пласта в скважину может быть определен в общем случае уравнением вида

$$Q = K(\delta_i - \delta_n)^n, \quad (1.18)$$

где K – коэффициент продуктивности скважины; n – показатель степени, зависящий от условий притока жидкости в скважину.

При совместной работе пласта и фонтанного подъемника на забое скважины устанавливается общее забойное давление p_c . Поэтому для определения основных параметров согласованной работы пласта и подъемника можно пользоваться уравнением

$$\delta_{ан} + \delta_{од} + \delta_2 = \delta_i - \sqrt[n]{Q/K}. \quad (1.19)$$

Левая часть уравнения (1.19) представляет собой суммарные потери давления в подъемнике, равные забойному давлению, а правая – значение забойного давления из условия притока жидкости из пласта в скважину.

В связи с тем, что правая и левая части равенства зависят от Q , решение уравнения следует выполнить графическим методом.

2. Фонтанный способ добычи нефти. Фонтанная эксплуатация скважин, как уже отмечалось выше, является одним из наиболее эффективных способов добычи нефти, особенно на новых площадях. Поскольку он не требует дополнительных затрат энергии на подъем жидкости, а при его применении используют исключительно энергетические ресурсы пласта, фонтанный способ добычи нефти, кроме того, является наиболее дешевым. Он обладает рядом преимуществ по сравнению с другими способами эксплуатации скважин, таких как:

- простота оборудования скважины;
- отсутствие подачи энергии в скважину с поверхности;
- возможность регулирования режима работы скважины в широких пределах;
- удобства выполнения исследований скважин и пласта с применением практически всех современных методов;
- возможность дистанционного управления скважиной;
- значительная продолжительность межремонтного периода работы (МРП) скважины и др.

Геолого-физические условия нефтяных месторождений, из которых добывается нефть и газ, различны. Они отличаются глубиной залегания продуктивного пласта, характеристикой и устойчивостью

нефтегазоводонасыщенных пород, пластовыми давлениями и температурой, продуктивностью пласта и т.д.

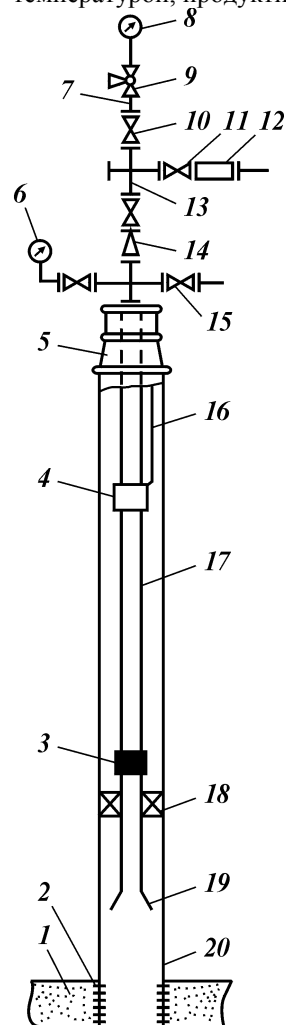
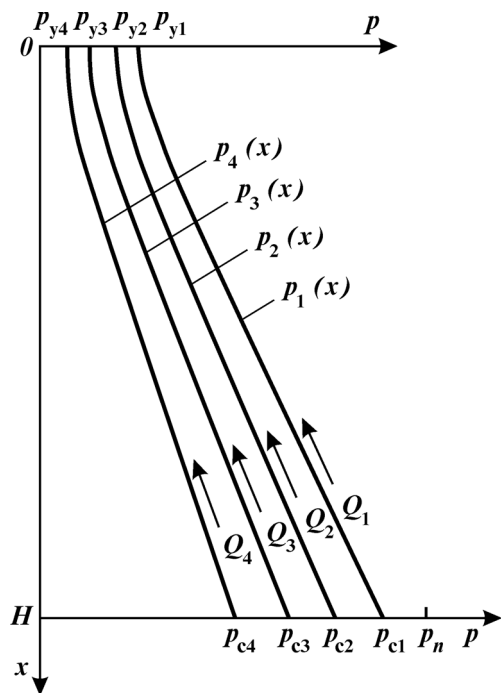


Рис. 1.2. Схема оборудования фонтанной скважины:

1 – пласт; 2 – интервал перфорации; 3 – штуцер забойный; 4 – отсекатель; 5 – колонная головка; 6, 8 – манометры; 7 – лубрикатор; 9–11, 15 – задвижки; 12 – устьевой штуцер; 13 – крестовина; 14 – катушка; 16 – импульсная линия; 17 – НКТ; 18 – пакер; 19 – воронка башмачная; 20 – колонна обсадная

Рис. 1.3. Кривые распределения давления в фонтанном подъемнике при различных режимах работы



В зависимости от этих факторов выбирается схема оборудования фонтанной скважины. Общая схема оборудования фонтанной скважины приведена на рис. 1.2. Основными элементами схемы являются: колонная головка 5, фонтанная арматура с лубрикатором 7 для проведения различных операций в работающей скважине, насосно-компрессорные трубы 17. Возможна установка пакера 18 или

башмачной воронки 19 для устранения пульсирующей работы фонтанного подъемника. В высокопродуктивных пластах НКТ оборудуются скважинными отсекаателями 4 для аварийного отключения. На фонтанной арматуре устанавливаются штуцер, предохранительные клапаны, пробоотборные устройства, приборы контроля.

Условия фонтанирования в виде неравенства (1.10) оцениваются по А.П. Крылову для оптимального режима работы подъемника. Поэтому нарушение этих условий не означает полного прекращения поступления газожидкостной смеси к устью скважины. Ухудшение условий работы подъемника (уменьшение эффективного газового фактора, снижение p_c , увеличение n_v и т.п.) приводит к снижению его производительности до полного прекращения излива.

В связи с этим предложены и другие методы оптимизации работы фонтанных скважин [3, 7, 8 и др.]. В частности, для решения этой задачи рекомендовано использовать кривые распределения давления $p(l)$ и температуры $T(l)$ по длине одного фонтанного подъемника при различных условиях его работы. Для построения кривых распределения давления $p(l)$ и температуры $T(l)$ необходимо задавать дебит скважины и соответствующее этому дебиту забойное давление, что позволяет согласовать совместную работу пласта и подъемника. Важное значение приобретает при этом достоверность коэффициента продуктивности скважины. Если нет точной информации о продуктивности, то любой инженерный расчет становится невозможным и бессмысленным. Это относится к любым расчетам по оптимизации работы скважин и оценке эффективности проводимых геолого-технических мероприятий при добыче нефти.

Решение задачи о выборе фонтанного подъемника сводится к построению графиков зависимости производительности подъемника (дебита скважины) Q и устьевого давления p_2 от забойного давления p_c , т.е. $Q = f(p_c)$ и $p_2 = \varphi(p_c)$ (рис. 1.3). Эти графики строятся при заданных диаметре и длине подъемника по одной из методик, приведенных в работах [7, 8].

Очевидно, одной из основных характеристик работы фонтанной скважины является давление на устье, являющееся начальным давлением при движении добываемой продукции по трубопроводам системы сбора.

Таким образом, зная значение этого давления, по графикам (рис. 1.4) на оси p_2 находим точку $p_2 = p_d$. Затем, проведя горизонтальную линию до пересечения с графиком $p_2(2)$, находим точку a , соответствующую потребному давлению на устье. Проекция точки a на ось абсцисс определяет соответствующее этому режиму забойное давление p_c . Пересечение вертикали с кривой 1 (точка b) дает критический дебит скважины $Q_{кр}$, превышение которого приведет к

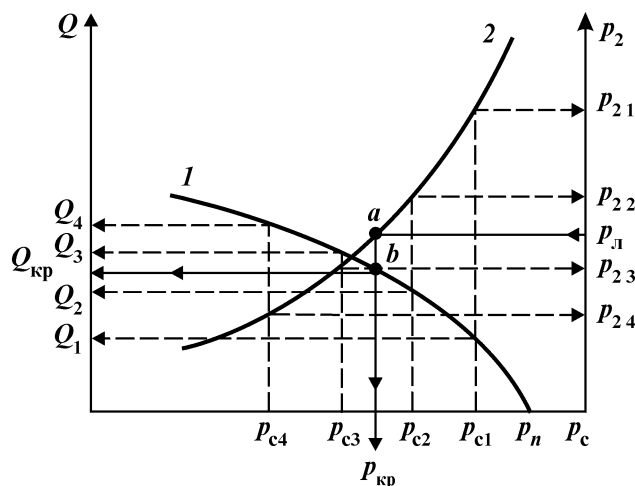


Рис. 1.4. К определению условий фонтанирования скважины

уменьшению устьевому давлению. Таким образом, область режимов фонтанирования скважины, лежащая влево от вертикали, проходящей через точки a и b , нереальная, а область режимов, лежащая вправо от той же вертикали, осуществима, так как при условиях p_c, Q, p_2 пластовая энергия превышает необходимую для подъема жидкости.

Как видно из рассматриваемой схемы, уже при составлении проектов разработки представляется возможным рассмотреть варианты системы разработки по параметрам работы проектных скважин, таких как Q, p_c, d, L и др.

При достижении определенной степени обводненности продукции скважин, снижения пластового давления и уменьшения количества газа, поступающего из пласта, пластовая энергия не обеспечивает процесс фонтанирования скважины на заданных режимах. Фонтанирование скважины прекращается. Для подъема жидкости необходимо подавать с дневной поверхности определенное количество энергии.

3. 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. При компрессорном газлифте для сжатия попутного газа применяются компрессоры, а при бескомпрессорном газлифте используется газ газового месторождения, находящийся под давлением, или из других источников.

Газлифт относительно других механизированных способов эксплуатации скважин имеет ряд преимуществ:

- возможность отбора значительных объемов жидкости с больших глубин на всех этапах разработки месторождения при высоких технико-экономических показателях;

- простота скважинного оборудования и удобство его обслуживания;

- эффективная эксплуатация скважин с большими искривлениями ствола;

- эксплуатация скважин в высокотемпературных пластах и с большим газовым фактором без осложнений;

- возможность осуществления всего комплекса исследовательских работ по контролю за работой скважины и разработкой месторождения;

- полная автоматизация и телемеханизация процессов добычи нефти;

- большие межремонтные периоды работы скважин на фоне высокой надежности оборудования и всей системы в целом;

- возможность одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов и более при надежном контроле за процессом;

- простота борьбы с отложением парафина, солей и коррозионными процессами;

- простота работ по подземному текущему ремонту скважины, восстановлению работоспособности подземного оборудования для подъема продукции скважины.

Недостатками газлифта по традиции считаются высокие начальные капитальные вложения, фондоемкость и металлоемкость. Эти показатели, во многом зависящие от принятой схемы обустройства промысла, ненамного превышают показатели при насосной добыче [2, 9–14 и др.].

Опыт широкомасштабного применения газлифта на месторождениях Западной Сибири показывает, что если коэффициент эксплуатации по фонтанным скважинам составлял 0,938–0,979 [2, 9–14], а по насосным 0,680–0,926, то по газлифтным – близок к значениям для фонтанных скважин. Достигнуто это в основном за счет использования соответствующего оборудования при выполнении внутрискважинных операций, что обеспечивает длительную работу высоко- и среднедебитных газлифтных скважин без текущего подземного ремонта.

В 1976 г. на Правдинском месторождении газлифтным способом эксплуатировалось 200 скважин при суточном расходе рабочего агента в 750 тыс. м³, добыче нефти 12,7 тыс. т/сут при средней обводненности продукции скважин 18 %, среднем удельном расходе газа 48 м³/т (42 м³/м³). Межремонтный период газлифтных установок по всему фонду 1010 сут, коэффициент эксплуатации скважин 0,994. Межремонтный период газлифта в сопоставимых горно-геологических условиях

месторождений Западной Сибири оказался в 3 раза выше, чем установок ЭЦН. Отмечалось возрастание продолжительности работы газлифта без ремонта при стабильной работе компрессоров до 3–4 лет [2, 9, 10, 12, 13, 14 и др.].

В период активного развития газлифтной добычи нефти в Западной Сибири была сделана оценка КПД установок ЭЦН и газлифта [10, 11, 12] по фонду установок ЭЦН Усть-Балыкского и газлифтных установок Правдинского месторождений. Если КПД установок ЭЦН в отрасли достигал 0,25–0,30, то для условий Усть-Балыкского месторождения он составлял 0,13. Это было обусловлено применением насосов и погружных электродвигателей повышенной мощности, лучше противостоящих воздействию вредных факторов; большими потерями энергии в кабеле из-за высокой температуры жидкости; наличием большого количества свободного газа на приеме насосов и др.

Коэффициент полезного действия газлифтных установок, рассчитанный с учетом собственного газового фактора, составил 0,51, а по безводным скважинам с высоким пластовым давлением и значительным коэффициентом продуктивности достигал 0,70 и более. Однако с увеличением обводненности продукции скважин КПД газлифта уменьшается. При обводненности выше 50 % газлифтные установки зачастую работают на пульсирующем режиме, удельный расход газа при этом возрастает в 3 раза и более, а КПД уменьшается до 0,20–0,25. В этих условиях стабилизация режима эксплуатации скважин и улучшение показателей газлифтной добычи нефти могут быть достигнуты путем применения специальных способов повышения эффективности работы газожидкостного подъемника (применение ПАВ, диспергаторов и др.). При этом важное значение имеет более тщательная оптимизация режима работы скважины.

Давление рабочего агента выбирается исходя из условия обеспечения минимума затрат на строительство и эксплуатацию системы при обеспечении заданных дебитов скважин и достигает в современных системах 10–11 МПа, а в отдельных случаях 15 МПа.

Наибольшее число элементов в системе газлифта и более сложное оборудование используются в случае компрессорного газлифта. Современный газлифтный комплекс представляет собой замкнутую герметичную систему высокого давления (рис. 1.5).

Основными элементами этой схемы являются: скважины 1, компрессорные станции 3, газопроводы высокого давления, трубопроводы для сбора нефти и газа, сепараторы различного назначения 7, газораспределительная батарея 4, групповые замерные установки, системы очистки и осушки газа с регенерацией этиленгликоля 6, дожимные насосные станции, нефтесборный пункт,

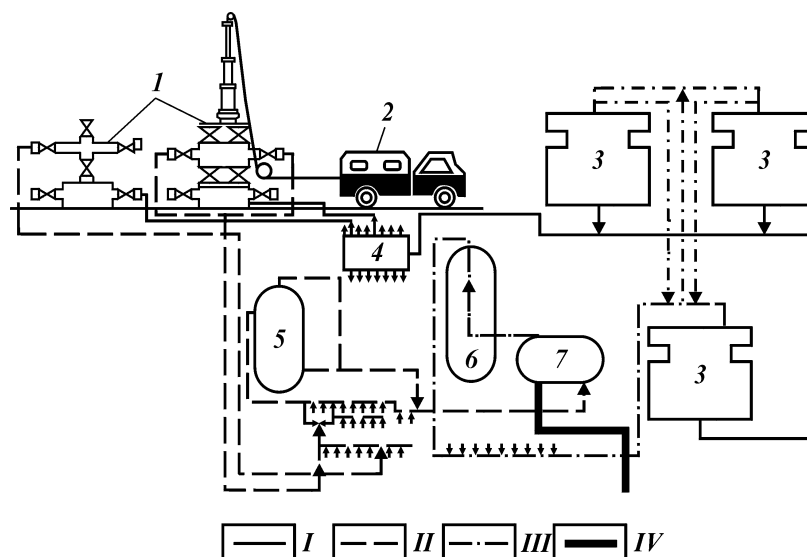


Рис. 1.5. Схема замкнутого цикла газлифтного комплекса:

I – газ высокого давления; *II* – газ низкого давления; *III* – продукция скважин до сепарации; *IV* – нефть; 1 – скважины; 2 – приводной агрегат; 3 – компрессорные станции; 4 – газораспределительная батарея; 5 – измерительный сепаратор; 6 – абсорбер; 7 – групповой сепаратор

система управления и контроля за работой системы, система энергообеспечения и др.

В состав комплекса входит система АСУ ТП, которая включает выполнение следующих задач:

- измерение и контроль рабочего давления на линиях подачи газа в скважины на магистральных коллекторах;
- измерение и контроль перепада давления;
- управление, оптимизация и стабилизация режима работы скважин;
- расчет рабочего газа;
- измерение суточного дебита скважины по нефти, воде и общему объему жидкости.

В результате решения задачи оптимального распределения компримируемого газа для каждой скважины назначают определенный режим закачки газа, который необходимо поддерживать до следующего изменения режима. Параметром для стабилизации принимается перепад давления на измерительной шайбе дифманометра, установленного на рабочей линии подачи газа в скважину.

Выбор типа газлифтной установки и оборудования, обеспечивающего наиболее активную эксплуатацию скважин, зависит

от горно-геологических и технологических условий разработки эксплуатационных объектов, конструкции скважин и заданного режима их эксплуатации.

Строгой классификации газлифтных установок не существует, и они группируются на основе самых общих конструктивных и технологических особенностей.

В зависимости от количества рядов труб, спущенных в скважину, их взаимного расположения и направления движения рабочего агента и газожидкостной смеси имеются системы различных типов (рис. 1.6):

однорядный подъемник кольцевой и центральной систем (см. рис. 1.6, I);

двухрядный подъемник кольцевой и центральной систем (см. рис. 1.6, II);

полоторярядный лифт обычно кольцевой системы (см. рис. 1.6, III).

Перечисленные системы газлифтных подъемников имеют преимущества и недостатки. В связи с этим обоснование целесообразности их применения производится с учетом горно-геологических и технологических особенностей конкретного объекта разработки.

По степени связи трубного и кольцевого пространства с забоем скважины установки газлифта делятся на открытые, полужакрытые и закрытые.

Открытая установка (рис. 1.7, а) предполагает спуск в скважину НКТ без пакера, вследствие чего полость труб и затрубное пространство образуют сообщающиеся сосуды.

Эти наиболее дешевые и простые установки применяют в тех случаях, когда использование пакера нежелательно или невозможно.

Основной недостаток открытых установок заключается в том, что забой скважины постоянно связан с помощью труб с затрубным пространством, что вызывает колебания динамического уровня жидкости в затрубном пространстве и, следовательно, уменьшение дебита скважины и пульсирующую работу подъемника.

Полужакрытая установка (рис. 1.7, б) отличается от открытой наличием пакера, изолирующего затрубное пространство от забоя и полости НКТ, а также предотвращающего влияние затрубного давления на забойное давление и дебит скважины.

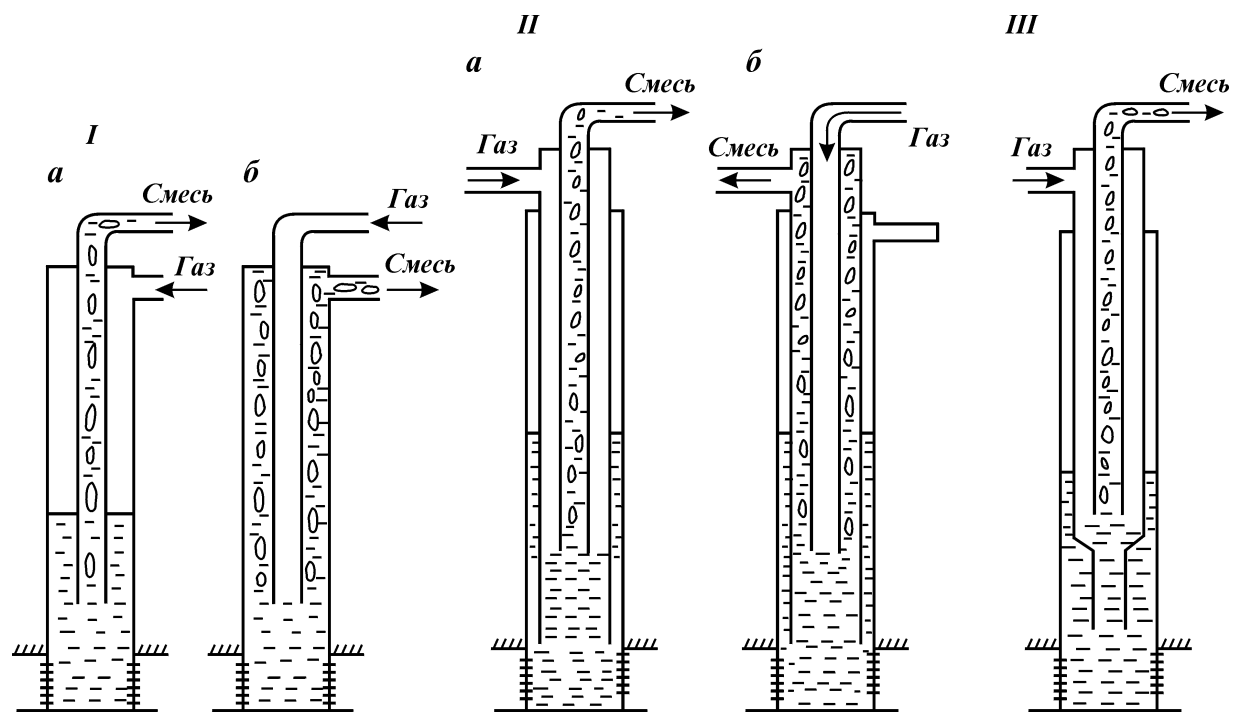


Рис. 1.6. Системы газлифтных подъемников:

I – однорядный лифт кольцевой (*а*) и центральной (*б*) систем; *II* – двухрядный лифт кольцевой (*а*) и центральной (*б*) систем; *III* – полуторарядный лифт кольцевой системы

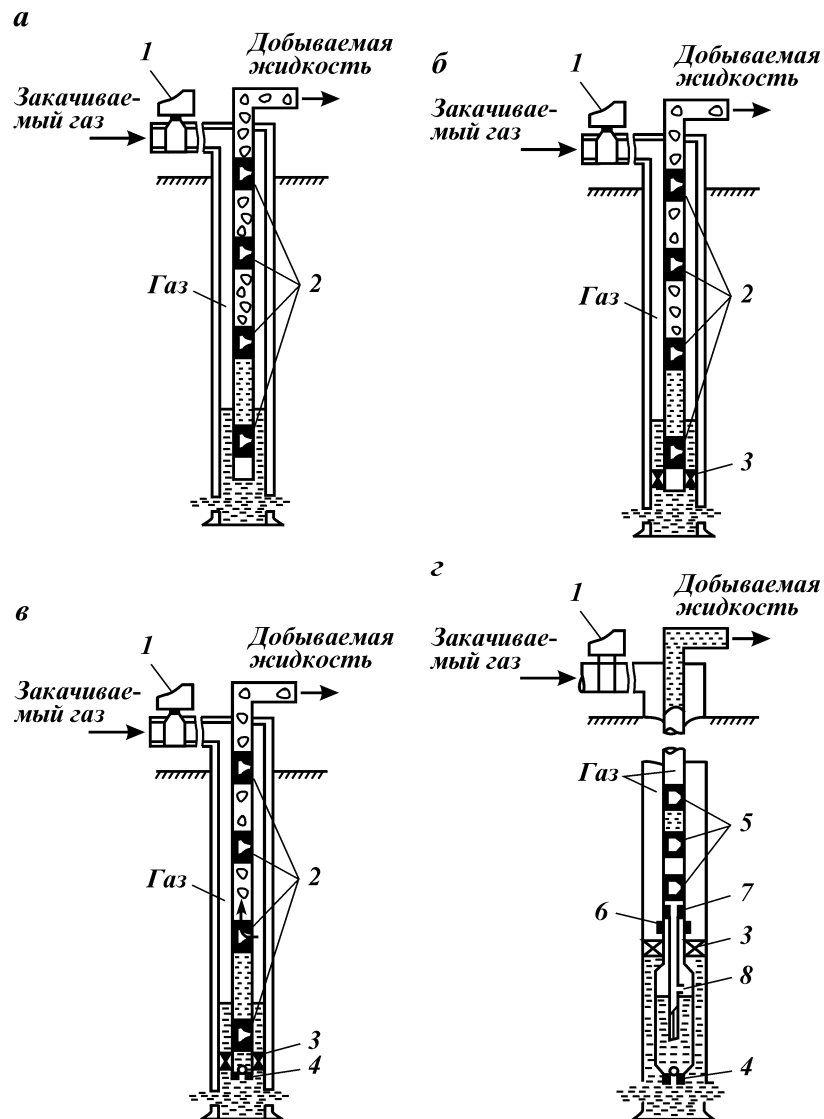


Рис. 1.7. Схемы оборудования газлифтных установок:

а – открытая установка; б – полузакрытая установка; в – закрытая установка; г – камерный газлифт; 1 – клапан-регулятор; 2 – газлифтные клапаны; 3 – пакер; 4 – обратный клапан; 5 – разгрузочные газлифтные клапаны; 6 – камерный газлифтный клапан; 7 – подвесной ниппель для камерной трубы; 8 – разгрузочное отверстие или клапан

Закрытая установка (рис. 1.7, в) дополнена по сравнению с полузакрытой обратным клапаном, размещенным на башмаке НКТ под пакером. Таким образом, продуктивный пласт полностью изолирован

от давления не только в затрубном пространстве, но и в трубах. Это имеет значение, если в процессе запуска скважины с помощью газлифтных клапанов в трубах могут действовать более высокие давления, чем при работе. Сюда относится и камерная газлифтная установка (рис. 1.7, з).

Оборудование газлифтных скважин состоит из наземной и подземной частей.

Наземное оборудование газлифтных скважин практически не отличается от оборудования для фонтанных. Арматура устанавливается на устье первых, аналогична фонтанной арматуре и имеет то же назначение – герметизация устья, подвеска подъемных труб и возможность осуществления различных операций по переключению направления закачиваемого газа, по промывке скважины и т.д.

Для газлифтных скважин нередко используют фонтанную арматуру, остающуюся после прекращения фонтанирования. Часто применяют специальную упрощенную и более легкую арматуру. При интенсивном отложении парафина арматуру устья дополнительно оборудуют лубрикатором, через который в НКТ на проволоке спускают скребок для механического удаления парафина с внутренних стенок труб.

Кроме того, скважина оборудуется устьевым клапаном-отсекателем для перекрытия скважины при достижении ею производительности заданного предела.

На рис. 1.8 приведена схема наземного оборудования газлифтной скважины. На этой схеме кроме стационарного показано дополнительное оборудование для проведения подземных текущих ремонтов с помощью канатного инструмента без остановки скважины.

Подземное оборудование (рис. 1.9) включает в себя НКТ 4, скважинные камеры 1 с газлифтными клапанами (пусковые 2 и рабочие 3), верхний 5 и нижний 7 ниппели, гидравлический пакер 6, башмачную воронку 8. Может быть установлен глубинный предохранительный клапан-отсекатель на глубине 100–150 м, срабатывающий от перепада давления при достижении предельной производительности.

Наибольшее распространение получили скважинные камеры, представляющие собой сварные конструкции, состоящие из специальной рубашки из овальных труб и двух наконечников с резьбой НКТ. В рубашке камеры предусмотрен карман для установки клапанов и пробок с помощью набора инструментов канатной техники через устье скважины и устьевое герметизированное оборудование (см. рис. 1.7).

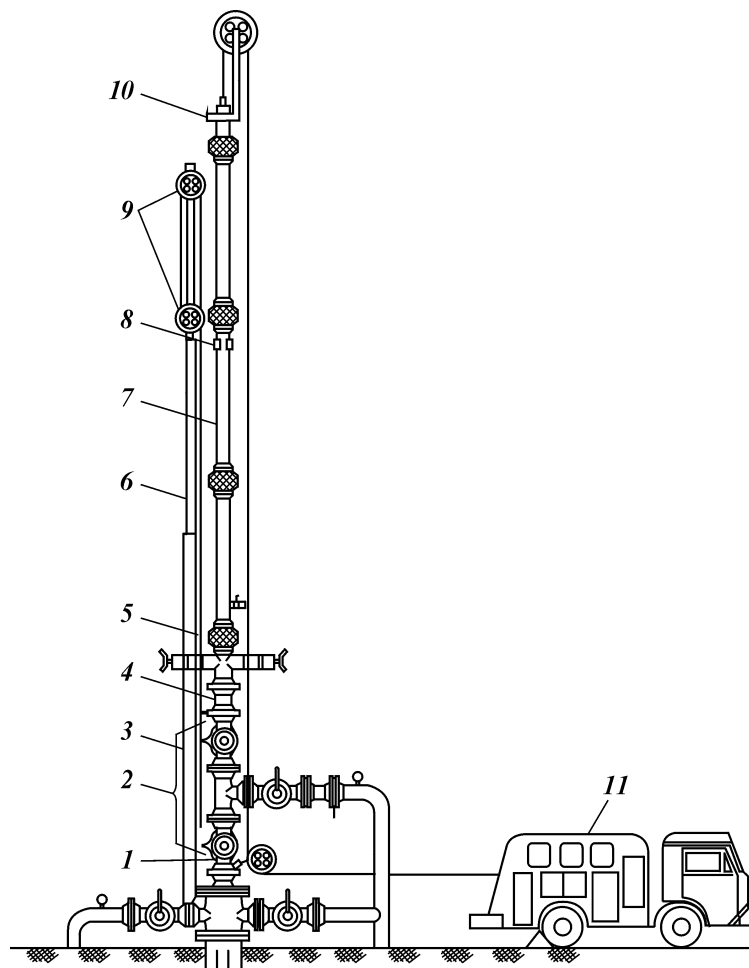


Рис. 1.8. Наземное оборудование газлифтной скважины:

1 – ролик с датчиком веса; 2 – стяжной ключ; 3 – цепь крепления мачты; 4 – переводник; 5 – превентор; 6 – телескопическая мачта; 7 – трехсекционный лубрикатор для подземного ремонта; 8 – зажим; 9 – полиспаст; 10 – лубрикатор; 11 – приводной агрегат

Современная технология эксплуатации газлифтных скважин неразрывно связана с широким использованием глубинных клапанов специальной конструкции, с помощью которых устанавли

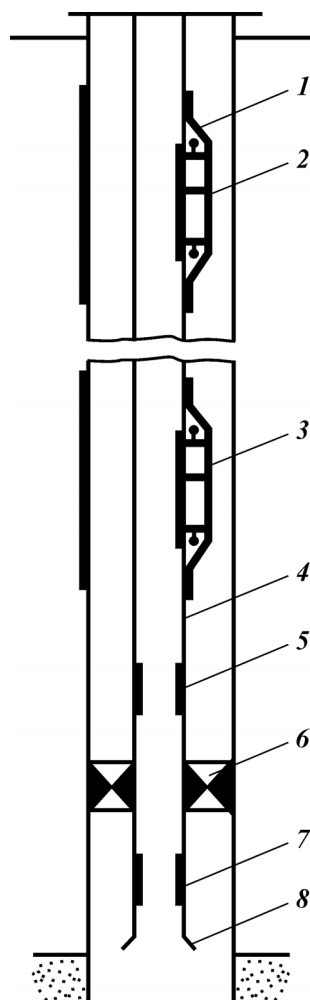


Рис. 1.9. Подземное оборудование газлифтной скважины

вається или прекращается связь между трубами и межтрубным пространством, а также регулируется поступление газа в НКТ. Газлифтные клапаны являются эффективным средством снижения так называемого пускового давления при пуске скважины в работу.

Пусковое давление газлифтной скважины зависит от погружения башмака подъемных труб под статический уровень жидкости, от соотношения диаметров обсадной колонны и подъемных труб, а также от системы работы лифта. Пусковое давление всегда больше рабочего. Наличие газлифтных клапанов позволяет пуск скважины в работу под рабочим давлением.

Характерное изменение рабочих параметров газлифтной скважины в момент пуска скважины в работу в функции времени показано на рис. 1.10, из которого видно, что вначале давление в газовом пространстве растет, а затем после прорыва газа через башмак подъемных труб и выноса части жидкости скважина переходит на установившийся режим работы с соответствующим отбору динамическим уровнем, а следовательно, и соответствующим этому уровню рабочим давлением.

Принципы выбора режима работы газлифта. Выбор оборудования и режима работы газлифтной скважины производится на основе использования кривых распределения давления при движении газожидкостной смеси в подъемнике или эмпирических зависимостей А.П. Крылова с соавторами. Важнейшими величинами, подлежащими обоснованию, являются удельный расход нагнетаемого газа и давление нагнетания. При этом задача по оптимизации условий работы скважины может быть поставлена по-разному. Например, ограничений на рабочее давление газа не накладывается; рабочее давление газа ограничено; неограничен удельный расход газа;

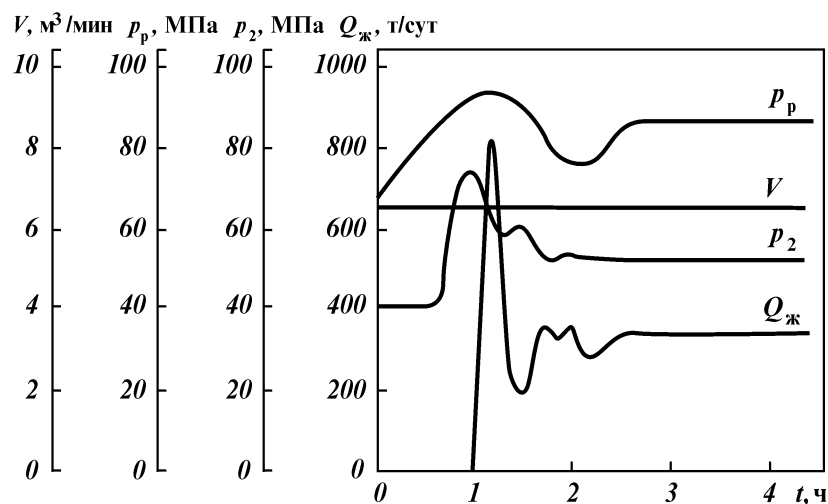


Рис. 1.10. Изменение рабочих характеристик газлифтных скважин кольцевой системы в пусковой период:

V – расход рабочего газа; p_p – рабочее давление газа в кольцевом пространстве на устье; p_2 – буферное давление; $Q_{ж}$ – дебит скважины по жидкости

удельный расход энергии на подъем жидкости должен быть минимальным и т.д.

Оптимальный вариант оборудования и режим работы газлифтной скважины находятся путем сравнения технико-экономических показателей возможных вариантов решения этой задачи.

При использовании кривых распределения давления в подъемнике задача решается в следующей последовательности:

1) при заданном дебите проектируемой газлифтной скважины по уравнению притока определяют соответствующее этому дебиту забойное давление. Возможен и второй вариант, по которому по предварительно обоснованному в проекте разработке давлению на забое скважин рассчитывают дебит скважины. Таким образом, в том или ином случае становятся известными дебит скважины (производительность подъемника) и забойное давление;

2) задаются значениями диаметра подъемника, его длины и давления на буфере. Расчетный газовый фактор принимается с учетом удельного расхода нагнетаемого с поверхности газа R_n , т.е. $G_p = G'_0 + R_n$, здесь G'_0 – эффективный газовый фактор. Величиной R_n можно задаться исходя из реальных возможностей, из опыта эксплуатации газлифтных скважин в аналогичных горно-геологических условиях или технологических соображений. Если в результате расчетов окажется, что принятый удельный расход нагнетаемого газа R_n неприемлем, то

задаются другим его значением. Таким образом можно рассчитать несколько кривых распределения давления в подъемнике.

Схема графического определения некоторых параметров работы газлифтного подъемника приведена на рис. 1.11. Как видно из схемы, расчет и построение кривой распределения давления сверху вниз необходимо продолжить до тех пор, пока обе линии (1 и 2) не пересекутся (точка a). Проекция этой точки на ось ординат определяет глубину ввода газа в НКТ L_r , а на ось абсцисс дает рабочее давление нагнетаемого газа в точке его ввода.

В результате графических построений можно получить ряд важнейших рабочих характеристик газлифтного подъемника, таких как:

$$d_i, p_{2i}, L_{ri}, p_{pi}, p_{p2yi}, R_{ni}, \Gamma_p,$$

где d_i – диаметр насосно-компрессорных труб; p_{2i} – давление на буфере работающей скважины; p_{pi} – давление в точке ввода газа; p_{p2yi} – рабочее давление на устье скважины; Γ_p – общий удельный расход

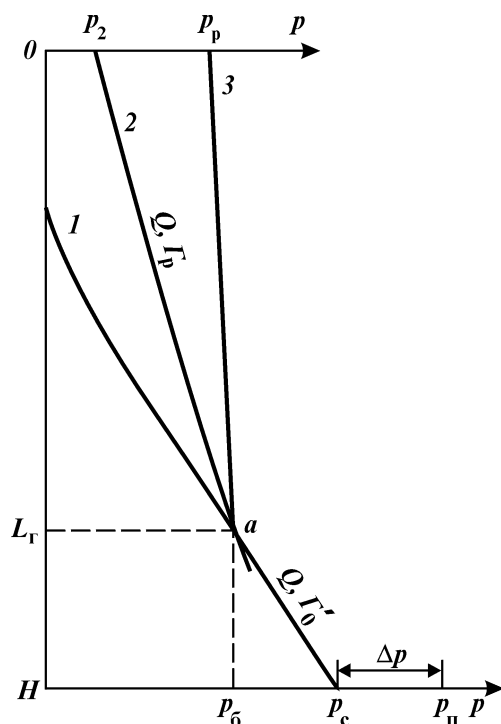


Рис. 1.11. К определению некоторых параметров работы газлифтных подъемников по кривым распределения давления:
1 – кривая распределения давления, построенная снизу вверх; 2 – то же, построенная сверху вниз; 3 – кривая распределения давления в кольцевом пространстве между обсадной колонной и НКТ

газа.

Окончательный выбор конструкции подъемника и его рабочих параметров следует производить по результатам экономических расчетов по определению основных показателей рентабельности добычи нефти.

В работе [3] отмечается, что при решении задачи можно дополнительно использовать данные об удельной энергии, расходуемой на подъем единицы массы или объема жидкости при различных режимах работы лифта.

Если предположить изотермическое расширение газа в НКТ, а энергию газа, выделяющегося дополнительно из жидкости, не учитывать, то удельную энергию, отнесенную к 1 м^3 жидкости, можно определить по формуле изотермического процесса

$$W = \frac{R_i \delta_0 z_{cp} T_{cp}}{T_0} \ln \frac{p_p}{p_2}, \quad (1.20)$$

где p_0 , T_0 – стандартные условия измерения расхода газа по давлению и температуре; z_{cp} – коэффициент, учитывающий отклонение поведения реальных газов от идеальных.

В результате получим для каждого расчетного варианта соответствующее значение W_i .

По полученным данным можно построить различные графические зависимости (рис. 1.12), которые позволят выбрать режим работы газлифта, отвечающий технико-экономическим возможностям объекта разработки.

График зависимости $W = f(R_n)$ может иметь минимум W_{min} (кривая 3). Построение таких графиков позволяет выбрать любой промежуточный режим, отличающийся от расчетных, и установить параметры оптимального режима работы газлифта, отвечающего минимальной удельной энергии.

Бескомпрессорная газлифтная установка в целом отличается от компрессорной газлифтной установки отсутствием компрессорной станции, наличием природного газа – источников газа высокого давления и тех или иных устройств для борьбы с гидратообразованием в газовых коммуникациях. Газ может использоваться непосредственно из газовых скважин мощного газопровода высокого давления или из продуктивных газовых пластов, имеющих в разрезе газлифтной скважины.

Опыт разработки нефтяных месторождений Западной Сибири показал, что наиболее рациональна система, при которой сжатый газ отбирается из скважин, оборудованных для добычи газа и осуществления внутрискважинного газлифта (рис. 1.13).

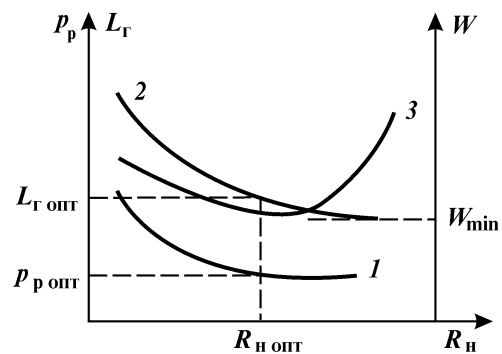
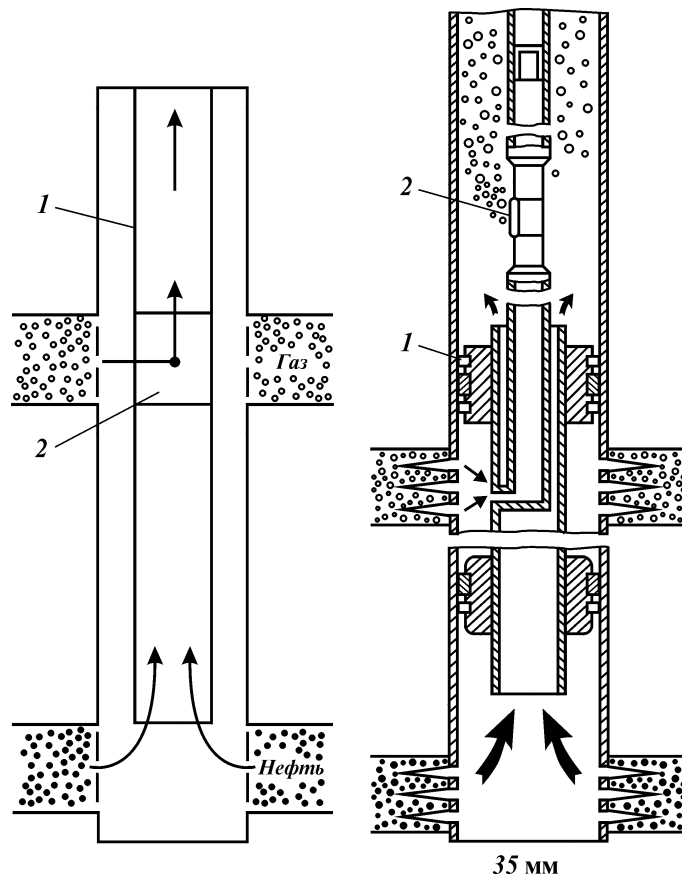


Рис. 1.12. Зависимости рабочего давления p_p (кривая 1), глубины ввода газа L_g (кривая 2) и удельной энергии W (кривая 3) от удельного расхода нагнетаемого газа R_n для заданного дебита скважины, буферного давления и диаметра НКТ

Рис. 1.13. Схема внутри скважинного газлифта: 1 – колонна подъемных труб; 2 – забойный регулятор расхода газа



Внутрискважинный газлифт – наиболее эффективный способ подъема жидкости. Осуществляется он путем перепуска газа из вышележащего (возможно, и из нижележащего) газового пласта через специальный забойный регулятор.

Применение внутрискважинного газлифта позволяет исключить строительство наземных газопроводов для сбора и распределения газа и газораспределительных пунктов, установок по подготовке газа (осушка, удаление части жидких углеводородов, очистка от сероводорода). В связи с вводом в подъемник ближе к башмаку НКТ газа высокого давления обеспечивается высокая термодинамическая эффективность потока в подъемнике. Если при бескомпрессорном и компрессорном газлифтах при лучших режимах термодинамическая эффективность составляет 30–40 %, то при внутрискважинном бескомпрессорном газлифте значение ее достигает 85–90 % [2].

4. Насосные способы добычи нефти, при которых подъем жидкости осуществляется гидравлическими машинами, работающими на подводимой извне энергии.

Штанговый глубинный насос (ШГН) имеет привод, расположенный на поверхности и соединенный с глубинным насосом одинарного или дифференциального типа; он работает от электродвигателя или газового двигателя.

Блок-схема штанговой скважинной насосной установки (ШСНУ) приведена на рис. 1.14. Установка состоит из привода, насосных штанг, глубинного насоса, вспомогательного подземного оборудования, насосно-компрессорных труб.

Свыше 70 % действующего фонда добывающих скважин оснащены штанговыми глубинными насосами. С их помощью добывается около 30 % нефти. ШСНУ можно применять в самых различных условиях – при дебитах скважин от нескольких килограммов до сотен тонн в сутки и при глубинах более 2000 м. Однако в настоящее время ШСНУ применяют на скважинах с дебитом до 30–50 м³ жидкости в сутки. Широкое распространение этого способа добычи нефти обуславливает ряд его преимуществ, позволяющих надежно и с достаточной эффективностью эксплуатировать скважины в широком диапазоне изменения горно-геологических условий разработки нефтяных залежей.

Более подробному рассмотрению различных аспектов эксплуатации ШСНУ будут посвящены следующие разделы книги.

Погружной электроцентробежный насос. Штанговые глубинно-насосные установки имеют много недостатков, ограничивающих их применение. Одними из них являются невозможность эксплуатации глубоких скважин, достигающих 4,5 км, и относительно малая их производительность.

При отборе из скважин больших количеств жидкости наиболее рационально и экономично применять центробежные насосы, приспособленные для перемещения значительных масс жидкости и создающие наибольшие напоры по сравнению со штанговыми насосами. Двигатель и насос представляют собой единый погружной агрегат: электроэнергия подается по специальному кабелю, расположенному параллельно подъемнику.

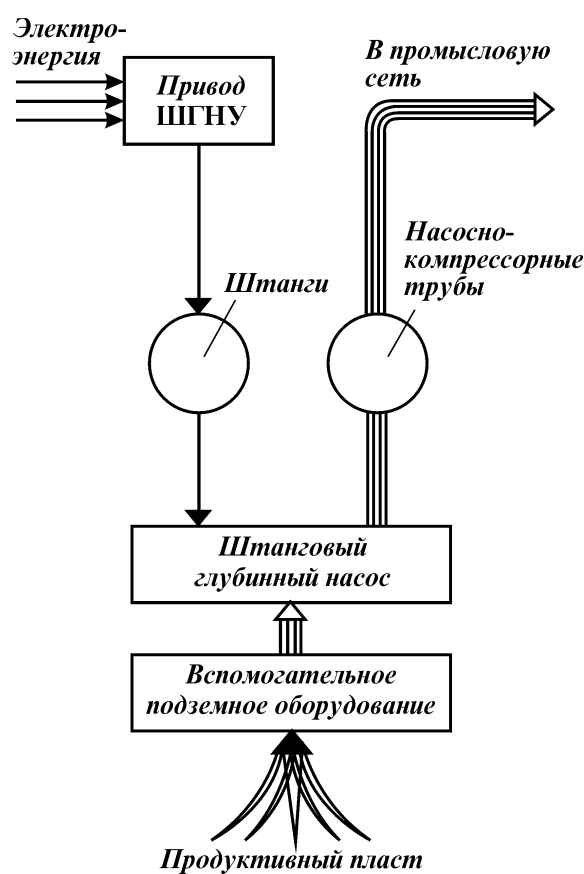


Рис. 1.14. Блок-схема штанговой скважинной насосной установки [108]

Производительность современных электропогружных центробежных насосов может колебаться от 200 до 2000 м³/сут, а напор — от нескольких метров до 3000 м столба перекачиваемой жидкости. Большими преимуществами электропогружных центробежных

насосных установок (ЭЦНУ) являются простота их обслуживания и относительно большой межремонтный период работ, который более чем в 2 раза превышает МРП для ШСНУ.

Глубинный центробежный насос спускается в скважину под уровень жидкости на трубах и приводится в действие расположенным под ним погружным электродвигателем. Расположение привода непосредственно у насоса позволяет передавать к последнему большие мощности.

По сравнению с ШСНУ ЭЦНУ обладают более высоким коэффициентом полезного действия, достигающим 0,63.

Скважинные винтовые насосные установки (СВНУ) [30]. Существенное снижение эффективности работы электропогружных центробежных насосов происходит при откачке высоковязких нефтей и водонефтяных эмульсий, а также при повышенном содержании свободного газа на приеме насоса. В связи с этим разработаны и получают распространение погружные винтовые насосы с электроприводом и приводом с помощью колонны штанг.

Они обладают целым рядом преимуществ по сравнению с насосами других типов. По сравнению с центробежными насосами при работе винтового насоса имеет место весьма малое перемещение перекачиваемой жидкости (движение жидкости происходит практически без пульсаций), что предотвращает образование стойких водонефтяных эмульсий. Отсутствие клапанов и сложных подходов определяет простоту конструкции и снижает гидравлические потери. Насосы обладают повышенной надежностью при откачке жидкостей с повышенным содержанием механических примесей, просты в изготовлении и эксплуатации, более экономичны. При перекачке жидкости повышенной вязкости уменьшаются перетоки через зазор между винтом и обоймой, что улучшает характеристику насоса.

Погружные диафрагменные электронасосные установки (ЭДНУ). В деятельности нефтедобывающих предприятий последних лет характерны следующие изменения:

- 1) увеличивается общее число насосных скважин;
- 2) вводятся в эксплуатацию месторождения в труднодоступных местах или районах с суровым климатом;
- 3) интенсифицируется разработка низкопродуктивных пластов, насыщенных высоковязкими нефтями;
- 4) увеличивается число и повышается значимость низкодебитных скважин.

Для организации надежной эксплуатации скважин в этих условиях разработан и выпускается отечественными заводами погружной диафрагменный электронасос (ЭДН).

Отличительными конструктивными особенностями диафрагменного насоса являются изоляция его исполнительных органов от

перекачиваемой среды эластичной диафрагмой и работа этих элементов в герметичной полости, заполненной чистой жидкостью.

По принципу действия диафрагменный насос сравним с поршневым насосом – рабочий процесс осуществляется путем всасывания и нагнетания перекачиваемой жидкости.

Более подробно вопросы эксплуатации добывающих скважин с применением ЭДНУ будут рассмотрены в соответствующих разделах книги.

Погружные поршневые насосы с гидравлическим приводом (ГПНУ). Гидропоршневыми насосными установками называют гидроприводные установки с наземным силовым насосом и скважинным агрегатом, состоящим из непосредственно соединенных поршневого насоса и поршневого гидравлического двигателя с золотниковым механизмом. Гидропоршневой насос может обеспечить подачу жидкости с очень больших глубин (до 4000 м) при достаточно высоком КПД до 0,6.

Работа гидропоршневой установки происходит следующим образом (рис. 1.15). Рабочая жидкость, нагнетаемая с поверхности силовым насосом, подается через трубопровод в гидродвигатель насоса. Под давлением рабочей жидкости поршень двигателя совершает возвратно-поступательные движения, приводя в движение жестко связанный с помощью штока поршень насоса.

В качестве рабочей жидкости гидропривода обычно используют нефть, очищенную от свободного газа, воды и механических примесей и обработанную, если это необходимо, химическими веществами – деэмульгаторами, ингибиторами и т.п. Применяют также воду со специальными добавками.

По литературным данным, наиболее широкое применение гидропоршневые насосы нашли на промыслах США. В России они испытывались в небольших количествах, хотя отечественными конструкторами разработаны весьма привлекательные варианты ГПНУ, не уступающие иностранным образцам.

На объектах ОАО "Оренбургнефть" ГПНУ могут быть успешно использованы при разработке глубокозалегающих продуктивных пластов при условии организации производства высоконадежного оборудования.

Скважинная струйная насосная установка (ССНУ). Одним из новых и перспективных для нефтепромысловой практики видов оборудования для подъема скважинной продукции на дневную поверхность являются установки струйного насоса. При использовании этого насоса энергия к погружному оборудованию поступает в виде энергии сжатой жидкости.

Струйные аппараты нашли широкое применение в самых различных отраслях хозяйства, что связано с простотой их конст-

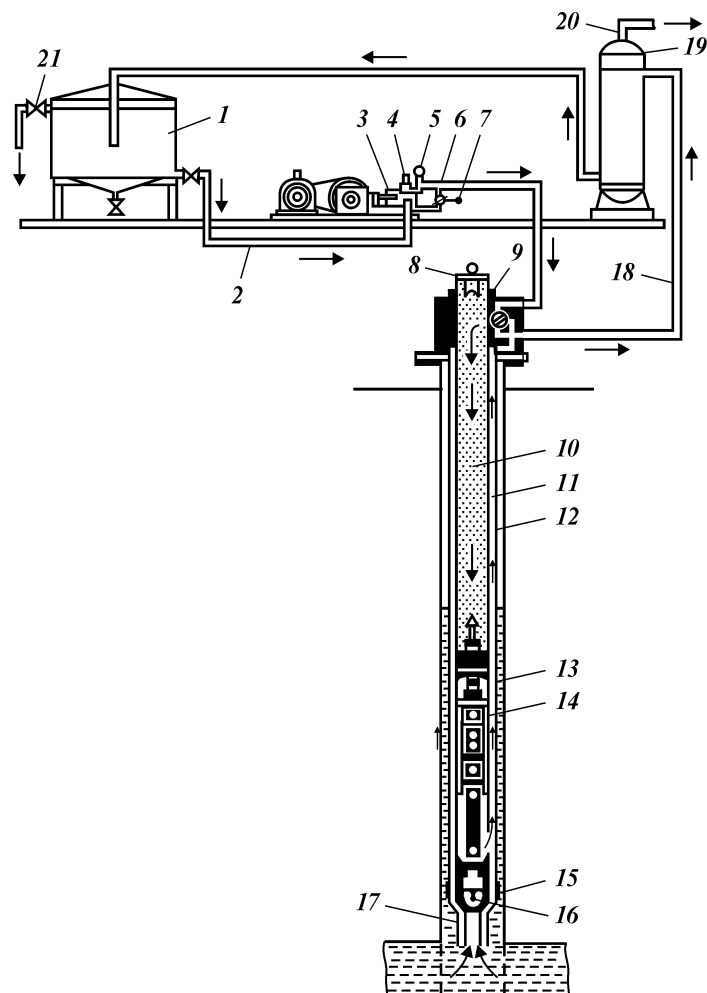


Рис. 1.15. Принципиальная схема насосной установки с погружным гидropоршневым агрегатом:

1 – емкость для хранения и отстоя рабочей жидкости; 2 – всасывающий трубопровод; 3 – силовой насос с электродвигателем; 4 – предохранительный клапан; 5 – манометрическая защита системы гидропровода; 6 – напорный трубопровод; 7 – дроссель; 8 – ловитель для захвата погружного агрегата; 9 – четырехходовой кран; 10 – центральная 73-мм колонна; 11 – колонна насосных труб для подъема жидкости; 12 – обсадная колонна; 13 – седло погружного агрегата; 14 – погружной гидropоршневой насосный агрегат; 15 – посадочный конус с хвостовиком; 16 – обратный клапан; 17 – манжетное уплотнение; 18 – выкидной трубопровод погружного агрегата; 19 – трап; 20 – отвод газа; 21 – трубопровод для сдачи добытой нефти

рукции, отсутствием движущихся частей, высокой надежностью и возможностью работать в очень сложных условиях: при высоком содержании в жидкостях механических примесей, в условиях повышенных температур, агрессивности инжестируемой продукции и т.д.

Рассмотрению возможности и целесообразности ССНУ на месторождениях ОАО "Оренбургнефть" будет посвящен специальный раздел.

1.2. ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА СПОСОБОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Выбор способов эксплуатации скважин составляет одну из важнейших задач комплексного проектирования разработки нефтяных месторождений, тесно взаимосвязанную с другими элементами проекта и существенно влияющую на них и все показатели добычи нефти. Этот принцип заложен в основу всех современных методик составления технологических схем и проектов разработки, хотя он нередко выполняется не в полной мере.

В прошлом при составлении проектных документов по разработке нефтяных залежей выбор способов эксплуатации скважин производился лишь после обоснования основных гидродинамических и технологических показателей системы разработки. Способ добычи нефти выбирался на ограниченный срок и, самое главное, уже после установления и обчета всех гидродинамических параметров проекта, т.е. этому элементу отводилась второстепенная роль. В результате нередко выбор способа эксплуатации на практике приобретал случайный характер и в лучшем случае основывался на текущей характеристике скважин, которая, как известно, существенно меняется с течением времени. Отсюда, как следствие, на старых месторождениях наблюдались частые смены способов эксплуатации, например, ЭЦНУ на ШСНУ или, наоборот, ШСНУ на газлифт и т.д., производимые без согласования с параметрами применяемой системы разработки залежи. Подобная практика дорого обходится производству из-за смены способов эксплуатации скважин в процессе разработки.

По новой концепции способ эксплуатации скважин должен рассматриваться наравне с другими параметрами как один из факторов, определяющих варианты системы разработки месторождения. Кроме того, при применении некоторых способов добычные возможности скважин существенно зависят от диаметра эксплуатационной колонны. Таким образом, способы эксплуатации скважин должны быть тесно увязаны с другими элементами проекта разработки. Отсутствие такой увязки приводит к весьма

нежелательным последствиям (излишним затратам средств на неоптимальное первоначальное обустройство, сопровождающееся ломкой ранее принятой схемы) либо к задержке темпов освоения месторождения.

Подъем продукции скважин на дневную поверхность занимает некоторое промежуточное положение между процессами, происходящими в разрабатываемой залежи и достаточно громоздкой системой сбора и подготовки нефти, газа и воды. В этой цепочке конечные рабочие характеристики скважины, такие как дебит, состав продукции, устьевое давление и температура, являются начальными условиями работы наземных инженерных сооружений. Здесь большое значение приобретают величины устьевых давлений и обуславливающие их длины и диаметры выкидных линий и других трубопроводов. Дело в том, что высокие давления на устьях скважин как бы перекладывают работу по внутрипромысловому транспорту добываемой жидкости с наземных насосов на подземное оборудование. При насосных способах добычи нефти это приводит к снижению надежности работы оборудования, а при газлифтных – к резкому уменьшению КПД подъемника.

Большие емкости выкидных трубопроводов, особенно при невысоких дебитах скважин, вмещающие добычу из скважин за несколько суток, сильно затрудняют оперативный контроль за работой скважин, если к тому же скважины обводненные. Однако централизованная на большой площади система сбора нефти с очень длинными трубопроводами и высокими устьевыми противодавлениями на скважинах при некоторых условиях может быть сама по себе экономичной. Отсюда следует необходимость поиска оптимального варианта системы сбора нефти, органически связанной с режимами работы скважин.

Таким образом, в проект разработки месторождения нефти, в широком смысле этого понятия, должны входить следующие основные элементы: извлекаемые запасы нефти и газа; заданные или допустимые с точки зрения охраны недр или экологически целесообразные отборы нефти и жидкости в функции времени; число и расположение эксплуатационных и нагнетательных скважин; способы и масштабы искусственного воздействия на пласты; способы добычи нефти; диаметры эксплуатационных колонн в скважинах; схемы обустройства промысловых объектов на территории месторождения и технологии сбора и подготовки нефти; полный срок разработки месторождения и др.

Перечисленные элементы являются составными частями комплексного проекта разработки и, кроме того, взаимосвязаны со всеми другими элементами и между собой. В соответствии с директивными указаниями б. МНП СССР, во-первых, способы добычи

нефти следует выбирать на весь период разработки; во-вторых, надо стремиться к тому, чтобы в послефонтанный период применять лишь один механизированный способ эксплуатации скважин. При необходимости смену послефонтанных механизированных способов добычи нефти надо согласовывать со средними сроками фактической амортизации основного эксплуатационного оборудования заменяемого способа.

Учет способа добычи нефти при составлении вариантов системы разработки усложняет процесс проектирования из-за существенного увеличения числа вариантов, подлежащих рассмотрению. Зато такой порядок составления проекта гарантирует от грубых ошибок и в конечном счете экономичен в народнохозяйственном отношении.

Очевидно, что выбор и обоснование одного послефонтанного способа на весь период разработки должны основываться на детальном экономическом анализе. При этом речь идет об экономических показателях в целом за весь период, так как в отдельные промежуточные этапы выбранный способ может оказаться и не самым выгодным. Экономичность того или иного способа определяется экономичностью варианта разработки в целом.

Особо следует отметить тесную взаимосвязь между способом добычи нефти и интенсивностью воздействия на пласт. Регулированием закачки воды в продуктивный пласт можно поддержать желаемые динамические уровни в скважинах и, следовательно, регулировать высоту подъема жидкости и значение столба жидкости над забоем. В некоторых работах подробно показано, что для насосных способов существует тесная зависимость производительности, надежности, КПД и экономичности от высоты подъема жидкости, а для газлифтных способов – от относительного погружения подъемных труб. В связи с этим приобретает особое значение детальное технико-экономическое сопоставление ряда вариантов различной интенсивности заводнения в сочетании с применением разных способов добычи нефти или же в пределах возможностей одного способа, наилучшим образом отвечающего другим условиям работы скважин.

При длительном процессе разработки месторождения с течением времени возникают расхождения между проектом и действительностью, обусловленные разнообразными причинами: недостаточной изученностью месторождения к началу составления проекта, развитием техники добычи нефти, изменением первоначальных заданий по добыче нефти и т.д. В таких случаях составляется проект доработки месторождения, в который, как и в первоначальный проект, органической частью должен входить выбор способа добычи нефти. Но здесь выбор способа добычи носит несколько особый характер вследствие того, что месторождение уже

эксплуатируется какими-то способами и надо в пределах технико-экономической целесообразности стремиться оставить прежние способы, особенно если срок амортизации работающего оборудования не истек. И еще одно обстоятельство, которое необходимо учитывать в проекте доработки, это необходимость переквалификации промышленного персонала, перестройки организации и управления производства и ломки установившихся навыков и традиций с учетом изменений характера технологических процессов добычи нефти.

Таким образом, выбор способа добычи нефти из нефтяных и нефтегазовых скважин – основа последующей эффективной их эксплуатации. Он зависит от комплекса причин, но результирующим фактором должна быть экономическая целесообразность.

Практика показала, что надежный выбор базируется на анализе множества показателей.

Приведем некоторые рассуждения.

Энергоемкость процесса подъема жидкости зависит от коэффициента полезного действия, который для разных способов добычи имеет различные значения.

Стоимость обслуживания и ремонта напрямую зависит от способа добычи. Однако не все так очевидно: например, стоимость ремонта газлифтных скважин незначительна, но КПД этой системы в определенных горно-геологических условиях может оказаться весьма низким.

Капитальные вложения при внедрении способа механизированной добычи могут быть рассчитаны достаточно быстро и точно. Но расчеты по их компенсации требуют учета множества труднопрогнозируемых факторов: стоимости нефти, инфляции, изменения во времени размеров налогов и т.д.

В этом могут помочь экономические модели, построенные как в начале разработки месторождения, так и на отдельных ее этапах: способы эксплуатации в процессе разработки также меняются.

Основные положения при выборе способа эксплуатации сводятся к следующему.

1. Каждый из способов подъема жидкости имеет свои преимущества и недостатки на всем протяжении эксплуатации скважин. Основой выбора являются запланированный дебит и относительно низкие эксплуатационные расходы в течение "жизни" скважины.

2. Показатели эксплуатации скважин различными способами следует сравнивать между собой, а затем оценивать их экономически.

3. При выборе способа необходимо учитывать культуру производства и требуемую квалификацию обслуживающего персонала.

4. Ограничения, существующие на момент выбора способа, касающиеся техники, технологии, конъюнктуры рынка и т.д., со

временем могут меняться, поэтому расчеты следует периодически повторять.

Рассмотрим показатели, составляющие основу выбора способа эксплуатации по всем применяемым технологиям механизированной добычи:

- 1) штанговый глубинный насос;
- 2) штанговый винтовой насос;
- 3) электропогружной центробежный электронасос;
- 4) диафрагменный насос;
- 5) гидропогружной насос;
- 6) струйный насос;
- 7) непрерывный газлифт;
- 8) периодический газлифт;
- 9) плунжерный газлифт.

Результирующие показатели приведены в табл. 1.1. Следует сказать, что они являются ориентировочными и получены на основе материалов анализа способов эксплуатации скважин в России и США. Для отдельных нефтедобывающих регионов Российской Федерации показатели могут отличаться. Однако методологические подходы к анализу и многие оценки могут быть использованы. При этом следует внести коррективы в первую очередь в технические возможности применяемого оборудования, учесть разнообразие типоразмеров в пределах одного способа, а также широкое применение таких малоизвестных и используемых в качестве опытных экземпляров насосов: гидropоршневых, винтовых, диафрагменных, струйных, непрерывного, периодического и плунжерного газлифта.

Учитывая последнее обстоятельство и предполагая в будущем применение новых технологий в промышленном масштабе, приведем эти материалы.

Оптимальное решение задачи о выборе способов добычи нефти возможно при наличии определенной совокупности исходных данных, основная часть которых необходима для технико-экономических расчетов любого способа эксплуатации, а другая – только для некоторых из них.

При выборе способа добычи нефти в качестве основных показателей рассматриваются технические, технологические, эксплуа-

Таблица 1.1
Оценка технологической и экономической эффективности способов эксплуатации

Показатели	Способ эксплуатации						
	ШГН	ШВН	ЭЦН	ГПН	СН	НГЛ	ПРГЛ
Капитальные вложения	Низкие, увеличиваются с глубиной и производительностью		Низкие, увеличиваются с ростом мощности	Соизмеримы с УШГН. Снижаются при групповой системе, но последняя осложняет технологию	Соизмеримы с ШГН, увеличиваются с ростом мощности	Снижаются за счет централизованной добычи, растут за счет сооружения компрессорных станций	
Подземное оборудование	Характеризуется многообразием	Многообразно. Трудности с подбором эластомера для статора	Многообразие типоразмеров. Усложнение конструкции за счет кабеля	Многообразие типоразмеров. Вторая колонна НКТ. Подъем и спуск насоса без СПО с НКТ	Возможны механические примеси. Отсутствие движущихся деталей, долговечность, простота ремонта	Простота установки ГК, применение канатной техники для СПО со скважинным оборудованием	Применяют забойный клапан и камеру замещения
Коэффициент полезного действия	50–60 % при $K_n \approx 0,8+1,0$	50–70 %	50 % для высокопродуктивных скважин, уменьшается при $Q_{\text{он}} < 160 \text{ м}^3/\text{сут}$	30–40 %, при $l > 17 \text{ м}^3/\text{м}^3$, тенденция к уменьшению	30 %, зависит от рабочего давления силовой жидкости и погружения насоса	20 %, увеличивается при уменьшении дебита, газового фактора и обводненности жидкости	5–10 %, увеличивается за счет применения плунжера
Возможность регулирования	Простая – изменением S , d_n , n_x	Ограничена – изменением n ротора	Ограничена – требуется точный подбор	Хорошая – изменением p_p , $Q_{\text{сж}}$, выбором соответствующего насоса	Отличная – изменением p_p , $Q_{\text{сж}}$, подбор сопла	Отличная – изменением V_r , диаметр НКТ	Хорошая – изменением V_r

Продолжение табл. 1.1

Показатели	Способ эксплуатации						
	ШГН	ШВН	ЭЦН	ГПН	СН	НГЛ	ПРГЛ
Проблемы	Утечки через сальник	Повреждение эластомера – заклинивание через сальник	Требуется большой диапазон мощности	Содержание механических примесей не более 1,5 % диаметром не более 15 мкм; смазка для воды, утечка в силовом насосе	Механические примеси до 2 % диаметром до 25 мкм	Надежный компрессор с $K_3 > 0,35$, осушка газа	Замер и регулирование V_T
Эксплуатационные затраты	Низкие до $H_n = 2250$ м и $Q_{ж} < 64$ м ³ /сут	Низкие, зависят от долговечности статора	Растут при снижении МРП, относительно велики при большой $N_{эд}$	Растут при снижении МРП, выше, чем у ШГН	Высокие с учетом потребляемой мощности, растут при снижении МРП	Низкие, зависят от стоимости компрессора и V_T	
Надежность	Отличная, при наличии осложнений снижается	Хорошая, при надежном эластомере	Зависит от качественного подбора насоса к скважине, температуры	Хорошая при надежном контроле работы системы	Хорошая при правильном выборе сопла и диффузора и $p_{сн} < 28$ МПа	Отличная при правильно спроектированной системе: оптимальное значение V_T и p_p	
Проектирование системы	Простота – каждая скважина рассматривается индивидуально	Простота – ограничения в выборе установки	Требуется точных исходных данных, подход строго индивидуальный	Подбор индивидуальный, нужен предварительный опыт		Требуется сухой газ без коррозионных примесей, выгодно снижение давления	

Условия эксплуатации (ограничения)	Диаметр обсадной колонны не менее 140 мм, $H_{сп} < 2300$ м при $Q_{ж} \leq 80$ м ³ /сут и $H_{сп} < 4560$ м при $Q_{ж} \leq 2,5$ м ³ /сут	Диаметр обсадной колонны более 140 мм и глубина подвески менее 1500 м	Ограничение $N_{дв}$, температуры, $D_{ок} < 300$ мм, $H_{сп} < 3000$ м	$D_{ок} > 200$ мм при параллельном спуске, $p_{сн} < 35$ МПа, $H_{сп} < 5200$ м	$H_{сп}$ до 6100 м, остальное как для ЭЦН	При $Q_{ж} > 160$ м ³ /сут $D_{ок} > 178$ мм, $d_{нкт} > 89$ мм $p_p > 10$ МПа, $H_{сп} < 3050$ м	Уровень жидкости в скважине больше 3000 м
Условия на приеме насоса	$p_{пр} > 0,35 + 0,7$ МПа	$p_{пр} \approx 0,7$ МПа	$p_{пр} \approx 1,75$ МПа, $\beta_r < 5\%$	$p_{пр} > 0,7$ МПа	$p_{пр} > 2,3$ МПа при $H_{сп} \approx 1500$ м	$\Delta p_{пр} \approx 0,7$ МПа на 305 м при $H_{сп} \approx 3000$ м $p_{пр} > 7$ МПа	$p_{пр} > 1,75$ МПа при $H_{сп} \approx 3000$ м, условия улучшаются при использовании камеры замещения
Глубина использования установки	$H_{сп}$ до 2300 м при $Q_{ж} \leq 80$ м ³ /сут, $H_{сп} \leq 456$ м при $Q_{ж} \leq 2,5$ м ³ /сут	$H_{сп} \leq 1500$ м	$H_{сп} \leq 3000$ м	$H_{сп} \leq 5200$ м при $p_{сн} \leq 35,0$ МПа	$H_{сп} \leq 6100$ м	$H_{сп} \leq 3050$ м при $d_{нкт} = 73$ мм, $I = 170$ м ³ /м ³ , $p_p = 10,0$ МПа, $Q_{ж} \leq 160$ м ³ /сут	$H_{сп} > 3000$ м при $H_{гп} > 3000$ м
Занимаемая площадь	Значительная под СК	Небольшая	Небольшая – трансформатор	Силовой насос, установка для подготовки силовой жидкости		Компрессор, газовые линии	
Приводной двигатель	Электрический или газовый		Электрический	Электрический, газовый, дизельный		Электрический, газовый, турбина для привода компрессора	
Парафинообразование	Подача ингибитора, скребки, термообработка	Подача ингибитора в затрубное пространство, термообработка		Подача ингибитора в рабочую жидкость, термообработка		Подача ингибитора с газом в затрубное пространство и в газовые линии, скребки	

Кривизна ствола скважины	Увеличение трения, удовлетворительная работа при $\alpha \leq 5^\circ$ на 10 м	Необходимы центраторы	Удовлетворительная при установке насоса в интервале не более 2° на 10 м	Возможна работа в горизонтальных скважинах	Отлично: применить короткий насос в стволе с кривизной до 8° на 10 м	Отлично: ограничение при спуске клапанов при кривизне более 70°

Продолжение табл. 1.1

Показатели	Способ эксплуатации						
	ШГН	ШВН	ЭЦН	ГПН	СН	НГЛ	ПРГЛ
Применение двухрядного лифта	Возможно в обсадных колоннах $D_{ок} > 178$ мм	Нет	Нет	Возможно в многопластовой скважине при надежной изоляции пластов		Возможно применение двухрядного лифта из НКТ $d = 60$ мм в колонне 178 мм и $d = 76$ мм в колонне 229 мм	
Механические примеси	Возможно при $\mu = 10 \div 200$ мПа·с и более при содержании песка до 10 %	Хорошо при содержании песка до 50 % и $\mu > 200$ мПа·с	Механические примеси допустимы до 0,2 %, применять износостойкие материалы	Допуск механических примесей до 0,01 % с диаметром частиц менее 15 мм	Допуск до 3 % в рабочей жидкости	Отлично, ограничения в системе сбора нефти – до 0,1 %	Удовлетворительно, возможны отложения в клапанах
Вязкость	Хорошо при $\mu = 200$ мПа·с и $Q_{ж} = 64$ м ³ /сут	Отлично	Удовлетворительно при $\mu = 200$ мПа·с, надо увеличить N и снизить p_y	Хорошо до $\mu = 500$ мПа·с и $\rho = 1010$ кг/м ³ . Силовая жидкость менее вязкая	Хорошо – $\mu = 80$ мПа·с, рабочая жидкость с $\mu = 50$ мПа·с и $\rho = 910$ кг/м ³	Удовлетворительно при $\mu = 20$ мПа·с и $\rho = 960$ кг/м ³	

Высокий дебит	Удовлетворительно – $Q_{\max} = 640 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H_{\text{сп}}=300 \text{ м}$ и $Q_{\text{ж}}=160 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H_{\text{сп}}=1500 \text{ м}$	Возможно при $Q=320 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $H_{\text{сп}}=610 \text{ м}$; при $Q=32 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $H_{\text{сп}}=1500 \text{ м}$	Отлично при $Q_{\text{ж}}=640 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $H_{\text{сп}}=1200 \text{ м}$. Требуется увеличение мощности системы	Хорошо при $Q_{\text{ж}}=480 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $H_{\text{сп}}=1200 \text{ м}$; $Q_{\text{ж}}=160 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $H_{\text{сп}}=3050 \text{ м}$ при $p = 24,5 \text{ МПа}$	Отлично при требуемой мощности $Q_{\max}=240 \text{ м}^3/\text{сут}$	Отлично – $Q_{\text{ж}} < 800 + 1600 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $p_{\text{нак}}=10 \text{ МПа}$, $\Gamma = 170 \text{ м}^3/\text{м}^3$	Плохо – $Q = 32 \text{ м}^3/\text{сут}$
Малый дебит	Отлично с $Q=16 \text{ м}^3/\text{сут}$		Плохо – низкий КПД при $Q_{\text{ж}}=64 \text{ м}^3/\text{сут}$	Удовлетворительно при $Q_{\text{ж}}=16 + 48 \text{ м}^3/\text{сут}$ с глубины 1200–1300 м. Возможен $Q_{\text{ж}}=12 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H_{\text{сп}}=3600 \text{ м}$	Удовлетворительно $Q_{\min}=32 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H_{\text{сп}}=1200 \text{ м}$	Удовлетворительно $Q_{\min}=32 \text{ м}^3/\text{сут}$	Хорошо при $Q_{\min}=48 \text{ м}^3/\text{сут}$

Примечания: СПО – спускоподъемные операции; ГК – газлифтный клапан; $K_{\text{н}}$ – коэффициент наполнения; $p_{\text{р}}$ – рабочее давление; $Q_{\text{ж}}$ – дебит жидкости; Γ – газовый фактор; $V_{\text{г}}$ – расход газа; S – длина хода полированного штока; $d_{\text{н}}$ – диаметр насоса; $n_{\text{х}}$ – число ходов; n – частота вращения; $Q_{\text{сж}}$ – объемный расход силовой жидкости; d – диаметр; $K_{\text{э}}$ – коэффициент эксплуатации; ЭД – двигатель; N – мощность; $p_{\text{сн}}$ – давление силового насоса; T – температура; $H_{\text{сп}}$ – глубина спуска насоса; $D_{\text{ок}}$ – диаметр обсадной колонны; $p_{\text{пр}}$ – давление на приеме насоса; Δp – перепад давления; $H_{\text{гп}}$ – глубина динамического уровня; СК – станок-качалка; α – угол отклонения от вертикали; $p_{\text{у}}$ – давление на устье; μ – вязкость; ρ – плотность жидкости; $Q_{\max}$ – максимальный дебит; $Q_{\min}$ – минимальный дебит скважины.

тационные, экологические и социальные. Предварительный выбор по рекомендации И.Т. Мищенко с соавторами [7] может быть произведен на основе обобщенных параметров с использованием рангового подхода.

Для одной группы частных параметров (X), оценивающих возможность успешного применения того или иного способа добычи, рекомендуется использовать пятибалльную систему оценок:

Отличная	4
Хорошая	3
Удовлетворительная	2
Плохая.....	1
Невозможно	0

Для другой группы частных параметров (Y), характеризующих сложность системы, капитальные вложения, металлоемкость и т.д., достаточно использовать трехбалльную систему оценок:

Высокая	3
Средняя	2
Низкая	1

Обобщенные Z -параметры для различных способов добычи нефти могут быть определены как средние геометрические частных оценок для рассматриваемых параметров:

$$X = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n x_i} ; \quad (1.21)$$

$$Y = \sqrt[k]{\prod_{i=1}^k y_i} ; \quad (1.22)$$

$$Z = \sqrt{XY} , \quad (1.23)$$

где X – обобщенный параметр, оценивающий возможность успешного применения данного способа добычи нефти; Y – обобщенный параметр, характеризующий общую эффективность способа добычи нефти; x_i, y_i – оценка частных параметров; n, k – число частных x - и y -параметров.

Оценку частных x -параметров для основных способов механизированной добычи нефти можно производить по рекомендуемым оценкам в зависимости от горно-геологических условий их применения, приведенным в работе [7].

Рассматриваемая система оценок параметров может быть использована только для предварительного выбора способа добычи

нефти. Окончательное решение должно приниматься по основным показателям варианта проектируемой системы разработки.

Этот метод удобен тем, что если хоть один из частных параметров равен нулю, то данный способ эксплуатации неприменим в условиях эксплуатации данного объекта разработки. Для него характерна высокая чувствительность к низким оценкам частных параметров. Рассчитывая обобщенные параметры X и Y , допускается уточнение тех частных параметров, которые могут существенно влиять на возможность и эффективность применения того или иного способа добычи нефти в конкретных условиях.

1.3. СПОСОБЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"

В Оренбургской области на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации в категории разрабатываемых числится более 80 месторождений. Кроме того, более 10 месторождений находятся в стадии пробной эксплуатации. Таким образом, общее количество месторождений, на которых осуществляется плановая добыча нефти организациями Оренбургской области, превышает 100 [164].

ОАО "Оренбургнефть" эксплуатирует около 85 % общего количества разрабатываемых месторождений в области.

Степень изученности месторождений (запасов нефти) по большинству разрабатываемых объектов достаточно высока. Относительно низка степень изученности и охвата залежей нефти разработкой на месторождениях, которые находятся в пробной эксплуатации.

По территории области месторождения распределены неравномерно. Наибольшее их количество расположено в пределах Муханово-Ероховского нефтегазоносного района, здесь же сосредоточены основные запасы нефти.

Значительная доля остаточных извлекаемых запасов связана с продуктивными пластами каменноугольной системы (40,77 % общих запасов), причем основная доля запасов сосредоточена в турнейском ярусе (12,89 %), бобриковском горизонте (11,9 %), башкирском ярусе (6,21 %) и окском надгоризонте (5,64 %) [164].

С продуктивными пластами девонской системы связано 25,95 % извлекаемых запасов нефти. Здесь запасы нефти распределены следующим образом: ардатовский горизонт (7,85 %), пашийский горизонт (6,76 %), афонинский горизонт (6,0 %) и воробьевский горизонт (5,34 %).

Менее всего запасов нефти (24,13 %) связано с отложениями пермской системы. Основная доля их приурочена к восточному окончанию Оренбургского месторождения.

Как было показано выше, выбор способов добычи нефти в значительной степени определяется горно-геологическими характеристиками разрабатываемых объектов, составом и физическими свойствами нефти и газа. К ним в первую очередь относятся: глубина залегания пласта; пластовое давление и температура; гидродинамические характеристики пластов; вязкость нефти в пластовых условиях; начальное газосодержание в нефти и др.

Распределение остаточных извлекаемых запасов нефти Оренбургской области по глубине залегания продуктивных пластов и типам коллекторов представлено в табл. 1.2 и 1.3. Видно, что наибольшее количество запасов нефти (44,9 %) приурочено к глубинам до 2000 м, это определяется присутствием в данной группе артинской залежи Оренбургского месторождения. Без этого месторождения к глубинам до 2000 м приурочено 64 залежи с запасами в 26,3 % от общих запасов нефти.

залежей нефти, в которых заключено около 80 % общих запасов, обладают невысокой вязкостью – до 5 мПа·с. Удовлетворительной вязкостью (от 5 до 10 мПа·с) характеризуются 53 залежи нефти с запасами 11,4 %. Высоковязкие нефти с вязкостью в пластовых условиях более 10 мПа·с содержатся в 35 залежах, запасы которых составляют 7,5 % общих.

Таблица 1.2

Распределение запасов нефти по глубине залегания продуктивных пластов [164]

Глубина залегания, м	Количество залежей	Остаточные извлекаемые запасы нефти, %
До 2000	65	44,9
2000–2500	78	15,1
2500–3000	64	11,9
3000–3500	32	7,0
3500–4000	26	4,8
Более 4000	23	16,3
Итого	288	100

Таблица 1.3

Распределение запасов нефти по типу коллектора [164]

Тип коллектора	Количество залежей	Остаточные извлекаемые запасы нефти, %
Карбонатный	169	60,03
Терригенный	119	39,97
Всего	288	100

Распределение залежей по вязкости нефти приведено в табл. 1.4.

В течение последних десяти лет в юго-западной части Оренбургской области было открыто более десяти месторождений нефти и газоконденсата, связанных в основном с отложениями среднего девона, залегающими на больших глубинах (от 4,2 до 5,5 км). Приурочены они к Камелик-Чаганской системе тектонических блоков кристаллического фундамента Бузулукской впадины, ступенеобразно погружающихся в сторону Прикаспийской синеклизы (рис. 1.17).

Таблица 1.4
Распределение залежей по вязкости нефти

Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с	Количество залежей нефти	Остаточные извлекаемые запасы нефти, %
До 1	62	20,2
1–5	138	60,9
5–10	53	11,4
10–20	19	4,7
20–30	10	1,63
Более 30	6	1,17
Итого	288	100

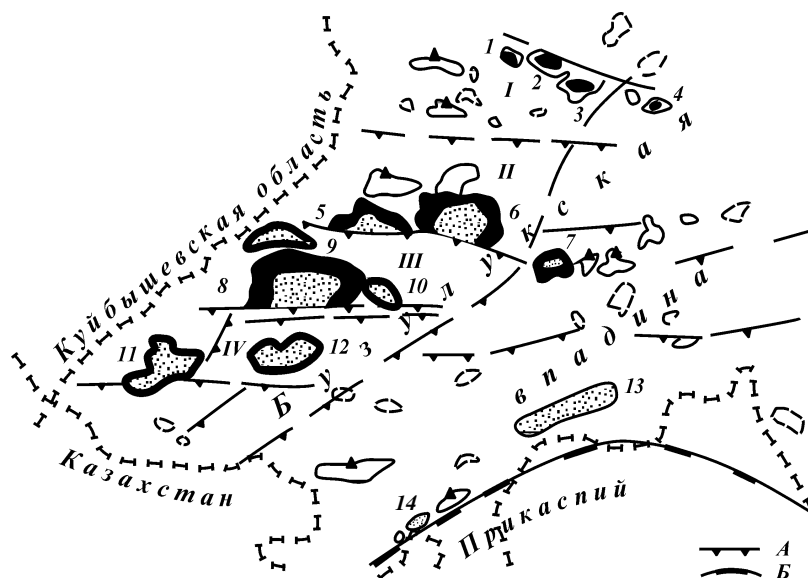


Рис. 1.17. Схема размещения нефтяных и газоконденсатных месторождений на юго-западе Бузулукской впадины:

А – северная граница Прикаспийской синеклизы по отложениям мезозоя (Токаревский сброс); *Б* – разломы кристаллического фундамента и тектонические блоки (*I* – Мансуровский; *II* – Росташинский; *III* – Зайкинский; *IV* – Мирошкинский); 1–14 – месторождения: 1 – Рыкобаевское; 2 – Гаршинское; 3 – Ефимовское; 4 – Васильевское; 5 – Конновское; 6 – Росташинское; 7 – Давыдовское; 8 – Зайкинское; 9 – Зоринское; 10 – Восточно-Зайкинское; 11 – Вишневское; 12 – Мирошкинское; 13 – Долинное; 14 – Уральское

Все разведанные месторождения обладают рядом особенностей, резко отличающих их от месторождений нефтедобывающих районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Эти особенности порождают целый ряд теоретических, технических и технологических проблем, которые

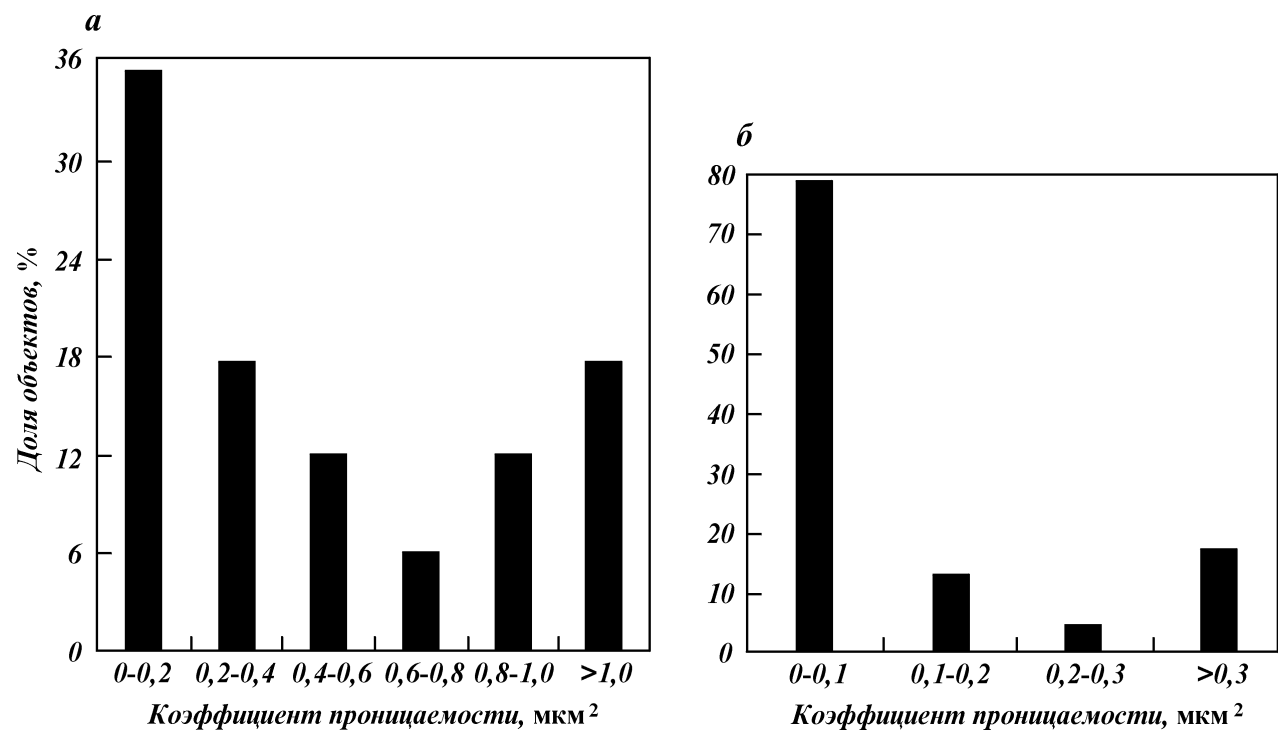


Рис. 1.16. Распределение объектов разработки ОАО "Оренбургнефть" терригенных (а) и карбонатных (б) коллекторов по проницаемости

необходимо решать в процессе промышленного освоения месторождений, так как применение обычных технологий извлечения жидких углеводородов без учета всего спектра специфических свойств залежей может привести к снижению эффективности добычи нефти. Разведанные месторождения приурочены к пологим антиклинальным поднятиям, осложненным разрывными нарушениями. Амплитуда поднятий не превышает 50–70 м. Тип залежей в основном пластовый. По величине запасов месторождения относятся к категории средних. Промышленная нефтеносность разреза месторождений связана с карбонатными пластами Д-V-1 и Д-V-2 афонинского горизонта, терригенными пластами Д-IV-1 и Д-IV-2 воробьевских и Д-III ардатовских слоев старооскольского горизонта эйфельского и живетского ярусов девонской системы.

Продуктивные пласты отличаются небольшой толщиной, максимальное значение не превышает 50 м. В целом пласты являются сложнопостроенными, состоят из нескольких пропластков, каждый из которых характеризуется различной степенью распространения по площади. Часть пропластков представляют собой линзы и полулинзы ограниченных размеров. В целом набор пропластков создает достаточно сложную картину построения продуктивных пластов.

Коллекторские свойства продуктивных пластов характеризуются низкими значениями пористости и проницаемости. Проницаемость по пластам по данным исследования керна изменяется от 0,20 до 0,004 мкм², пористость – от 4,5 до 12 %. Несмотря на столь неблагоприятные коллекторские свойства, дебиты скважин сравнительно высокие и изменяются в пределах 20–250 т/сут. Коэффициент продуктивности по пластам изменяется в пределах от 1,02 до 48,4 т/(сут·МПа). Относительно высокая продуктивность скважин при неблагоприятных коллекторских свойствах продуктивных пластов объясняется исключительно высокой подвижностью нефти в пластовых условиях. Большая глубина залегания залежей нефти и газа (4–4,5 тыс. м), значительные пластовое давление и температура существенно повлияли на состояние флюидов, насыщающих продуктивные пласты, и их физико-химические свойства. Выявленные залежи нефти и газа находятся в жестких термобарических условиях. Начальное пластовое давление достигает 50–52 МПа, температура – 95–103 °С. Нефть содержит большое количество растворенного газа (500–800 нм³/т и более). Это в сочетании с высокой температурой обуславливает чрезвычайно низкую, порой сопоставимую с газом, вязкость нефти в пластовых условиях. Так, например, вязкость нефти продуктивного пласта Д-V Зайкинского месторождения составляет 0,07 мПа·с, а вязкость газа в аналогичных условиях – 0,04–0,05 мПа·с. Соотношение жидкой и газовой фаз в нефтях и газоконденсатных залежах иногда настолько близко, что это вызывает затруднение при

определении состояния флюидальной системы в пластовых условиях. Так, первоначально залежь пласта Д-V-2 на Зайкинском месторождении, по заключению института "Гипровостокнефть", считалась газоконденсатной и лишь детальные исследования на установке фазовых равновесий "Альстом-Атлантик" позволили установить, что углеводородная система является нефтяной и при пластовых условиях представлена недонасыщенной газом жидкой фазой. Степень недонасыщенности газом достаточно велика. Разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения составляет 16,0–17,0 МПа, достигая в отдельных случаях 20,8 МПа (пласт Д-III-2 Росташинского месторождения).

Характеристика условий залегания и физико-химические свойства нефтей Зайкинской группы месторождений приведены в табл. 1.5.

Геолого-физические особенности залежей углеводородов Зайкинской группы месторождений требуют иного подхода к выбору технологии добычи нефти и выбору способов эксплуатации скважин.

Первым месторождением Зайкинской группы, введенным в 1987 г. в промышленную разработку, является Зайкинское месторождение. Его продуктивные пласты содержат залежи нефтей в пластах Д-III и Д-V и газоконденсатную залежь в пласте Д-IV.

Технологическими особенностями эксплуатации скважин Зайкинского месторождения являются:

- большая глубина залегания продуктивных пластов, достигающая 4590 м;

- высокая пластовая температура, 95–101 °С;

- высокое давление насыщения нефти газом, 36 МПа;

- высокий газовый фактор, 730 м³/м³;

- высокие депрессии на пласт, вызывающие существенное снижение забойного давления в добывающих скважинах.

Одним из отрицательных моментов заводнения при разработке залежей легких нефтей является неизбежность организации механизированного способа добычи нефти. Расчетами, выполненными при проектировании разработки рассматриваемого месторождения, было показано, что прекращение фонтанирования скважин может наступить при достижении обводненности добываемой продукции 20–30 %. Следует отметить, что проблема механизированной добычи нефти при больших глубинах залегания нефтяных залежей и высокой газонасыщенности пока еще не получила удовлетворительного решения. Возможен вариант газлифтной эксплуатации, однако для его реализации потребуются значительные затраты на строительство и эксплуатацию компрессорных станций и других промысловых коммуникаций.

В технологической схеме разработки Зайкинского месторождения подъем продукции скважин на дневную поверхность предусмотрено

осуществить фонтанным способом, что и реализуется практически. В настоящее время единственным способом эксплуатации скважин пласта Д-V является фонтанный.

Техническое состояние добывающих скважин вполне удовлетворяет предъявляемым требованиям. Исключение составляет ряд скважин, где межколонное давление превышает допустимое. Возможными причинами повышения давления газа в межтрубном пространстве являются:

- пропуски в герметизирующих элементах в колонных головках;
- пропуски в резьбовых соединениях обсадных труб;
- низкое качество цементирования при креплении скважин.

При фонтанном способе добычи продукция отбирается по лифту, составленному из труб диаметром 73 мм, спущенных до интервала перфорации пласта. Для герметизации устья добывающих скважин применяется фонтанная арматура типа АФ6А-80/50Х700К2.

В проекте разработки предполагалось, что продолжительность фонтанного периода по нефтяным объектам будет длительной при поддержании пластового давления закачкой воды, так как значительное содержание попутной пластовой воды в продукции скважин будет наблюдаться лишь в конечной стадии разработки.

Таблица 1.5

Условия залегания и физико-химическая характеристика нефтей Зайкинской группы месторождений

Месторождение	Пласт	Глубина перфорации, м	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Газовый фактор, м ³ /т	Плотность нефти, г/см ³	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Содержание, % (по массе)		
								сера	силикагелевые смолы	асфальтены
Зайкинское	Д-III	4300	45,78	95	533,6	0,789	0,14	0,49	1,64	0,31
	Д-IV	4400	46,86	96	2139,0	0,782	0,13	0,29	0,71	0,21
	Д-V	4500	51,69	101	1172,0	0,780	0,07	0,32	0,94	0,11
Росташиинское	Д-III	4194–4228	47,90	85	599,2	0,779	0,20	0,13	2,20	0,40
	Д-IV	4318–4340	49,03	83	638,9	0,783	0,15	0,26	1,20	0,05
	Д-V	4453–4472	46,60	87	710,5	0,774	0,14	0,30	1,00	0,04
Гаршинское	Д-III	4074–4090	40,40	84	445,8	0,795	0,28	0,33	1,70	0,30
	Д-IV	4171–4178	45,21	85	819,7	0,766	0,13	0,14	0,91	0,05
	Д-V	4252–4260	49,03	90	640,2	0,785	0,16	0,50	1,40	0,17
Южно-Гаршинское (газоконденсатная залежь)	Д-V	4219–4226	45,34	82	1470,3	0,765	0,14	0,44	0,37	0,05
Давыдовское	Д-V	4494–4518	51,78	91	797,6	0,777	0,10	0,25	0,20	0,01
Конновское	Д-IV	4340–4367	47,42	82	991,3	0,784	0,19	0,11	1,50	0,30
	Д-V	4459–4490	48,72	82	983,0	0,800	0,15	0,40	1,70	0,14
Зоринское	Д-V	4565–4588	44,21	104	921,0	0,753	0,12	0,67	0,71	0,08

Однако из-за недостаточной продуманности особенностей подъема продукции скважин пласта Д-V показатели фонтанной добычи нефти оказались несколько заниженными. Ухудшение работы фонтанных подъемников, очевидно, происходит по следующим причинам:

Таблица 1.6

**Показатели работы некоторых скважин пласта Д-V
перед прекращением подачи жидкости**

Скважина	Пластовое давление, МПа	Дебит по нефти, т/сут	Обводненность продукции, % (по объему)	Давление на устье, МПа	Давление в затрубном пространстве, МПа
1312	336	99	34,5	110	170
1309	365	9	86,0	125	150
2612	381	10	60,0	90	90
1002	380	45	Нет данных	120	130
1310	375	65	Нет данных	170	175
2614	365	43	40	55	200

скважины эксплуатируются при пластовых давлениях, значительно меньших начального;

на устье скважин поддерживается большое противодавление, достигающее до 16,0 МПа и более;

практически не используются известные способы регулирования работы фонтанных подъемников (уменьшение среднего давления в подъемнике, изменение диаметра подъемника, повышение пластового давления (повышение пластового давления происходит медленно), применение диспергаторов, ПАВ для улучшения структуры газожидкостных смесей и др.).

Текущее состояние условий эксплуатации скважин характеризуется неуклонным увеличением содержания воды в добываемой жидкости, что приводит к их "самоглушению". Результаты многочисленных анализов проб попутной воды показали, что скважины обводняются в основном закачиваемой водой. Причиной отсутствия подачи жидкости является утяжеление столба жидкости в подъемнике, т.е. увеличение потерь давления на преодоление гидростатического напора столба жидкости. Подтверждением этого являются результаты работ по возобновлению эксплуатации скважины на фонтанном режиме. После остановки в скв. 2612 в 1993 г. скважинная жидкость была заменена нефтью, в результате чего данная скважина стала фонтанировать.

Обводненность продукции скважины перед прекращением фонтанирования изменяется в широких пределах, что свидетельствует о влиянии и других неизученных факторов. В табл. 1.6 приведены сведения о режимах работы некоторых скважин перед прекращением фонтанирования.

Видно, что пластовое давление в остановленных скважинах практически снижалось до значения давления насыщения и ниже, что приводило к значительному снижению забойного давления и разгазированию нефти в пластовых условиях. По-видимому,

разгазирование нефти в некотором объеме пласта сопровождается увеличением фильтрационных сопротивлений в нефтенасыщенных пропластках. В обводненных пропластках снижение давления не приводит к существенному уменьшению фазовой проницаемости для воды, так как остаточная нефтенасыщенность в промытых пропластках мала.

Это предположение следует считать гипотетическим и требующим проверки теоретическими и промысловыми исследованиями.

По мнению автора, задачи повышения эффективности фонтанного способа добычи нефти из пласта Д-V прежде всего требуют тщательного изучения условий и причин прекращения фонтанирования скважин.

Поиск возможных резервов продления фонтанного периода работы скважин в условиях разработки пласта Д-V необходимо вести в следующих направлениях:

- повышение пластового давления;
- снижение устьевого давления на скважинах;
- изменение диаметра фонтанных подъемников;
- применение диспергаторов различных конструкций;
- применение ПАВ для увеличения дисперсности газа в подъемнике;
- герметизация межколонного пространства путем спуска пакера;
- проведение водоизоляционных работ в добывающих скважинах и регулирование движения воды в области дренирования пласта;
- периодическая замена скважинной жидкости нефтью путем обратной промывки.

Из краткого анализа динамики и состояния процессов подъема нефти на дневную поверхность на Зайкинском месторождении видно, что при проектировании разработки недостаточно была продумана задача рационального использования начальной пластовой энергии как по пласту Д-V, так и в целом по месторождению.

Основная часть "старых" месторождений находится на поздней стадии разработки и характеризуется ухудшением условий эксплуатации (табл. 1.7). На этом этапе преобладают более дорогие по сравнению с фонтанным механизированные способы добычи нефти. Процесс разработки характеризуется прогрессирующим обводнением добываемой жидкости; образованием высоковязких эмульсий; различными осложнениями в связи с образованием АСПО, неорганических солей в оборудовании; сравнительно большой глубиной залегания продуктивных пластов (2300– 2500 м); использованием уплотняющих наклонно направленных скважин; освоением месторождений высоковязких нефтей. Влияние перечисленных факторов повышает напряженность работы механизированного фонда скважин и, следовательно, снижает технико-экономические показатели работы установок. В такой ситуации

особую важность приобретает оптимальный выбор способа добычи нефти, типоразмера применяемого оборудования для подъема продукции скважин на дневную поверхность.

Основные нефтяные месторождения ОАО "Оренбургнефть" эксплуатируются, как правило, с применением интенсивных систем поддержания пластового давления. Несмотря на это, значительная часть добывающих скважин оборудована штанговыми глубинными (62 %) и погружными электроцентробежными насосами (39 %).

Скважинными штанговыми насосами добывается около 24 % нефти и электроцентробежными – 49 %. Средняя обводненность добываемой жидкости превысила 65 %. На промыслах используются скважинные насосы различных типоразмеров как отечественного производства, так и импортные. Межремонтный период работы скважин, оборудованных установками УЭЦН, превысил 460 сут, а скважин с ШСНУ – 300 сут.

Таблица 1.7

**Характеристики некоторых нефтяных месторождений ОАО "Оренбургнефть",
находящихся в длительной разработке**

Месторождение, пласт	Глубина залегания пласта, м	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Газовый фактор нефти, т/м ³	Давление насыщения нефти газом, МПа	Содержание парафина в нефти, % (по массе)
Сорочинско-Никольское, Б ₂	2380	21,3	43	1,9	62	6,0	5,8
Т ₁	2410	–	44	1,7	62	7,3	5,5
Бобровское, А ₄	2077	22,9	47	1,5	74	8,2	6,7
О ₂	2467	26,2	50	1,4	89	8,8	5,3
Б ₂	2750	30,0	60	1,4	59	3,5	9,2
Т ₁	2780	31,7	56	0,9	82	7,7	5,8
Покровское, Б ₂	2300	26,0	43	2,9	38	6,2	5,5
Долговское, Б ₂	2760	30,8	50	1,1	68	5,1	4,1
Т ₂	2860	31,0	52	1,4	46	5,1	5,9
Герасимовское, А ₄	2114	22,5	45	0,9	60	6,0	4,9
Б ₂	2744	30,2	65	1,3	28	3,6	6,2
Тананыкское, Т ₁	2818	31,1	50	0,9	101	8,8	5,8
Т ₂	2855	31,3	51	1,4	44	5,7	5,0
Курманаевское, Т ₁	2704	30,2	52	0,9	133	9,9	6,0
Родинское, Т ₁	2393	26,5	49	1,7	58	8,3	5,0
Гаршинское, Д-III; (II)	4112	45,3	84	0,28	268	19,8	4,7
Самодуровское (Б ₂ +Т ₁), (I)	1755	18,3	30–33	8,00	3–20	1,0–3,9	11,0–5,6

Разработано объединением совместно с научно-исследовательскими институтами и производственными предприятиями и налажено производство длинноходовых насосных установок с безбалансирным приводом. Промысловые испытания показали достаточно высокую надежность ДНУ и возможность ее применения в широком диапазоне изменения горно-геологических и технологических условий добычи нефти.

Известно, что из-за постоянно меняющихся условий разработки нефтяных месторождений значительная часть фонда скважин нуждается в систематической оптимизации технологических режимов работы. Установленные в результате теоретических и промысловых исследований зависимости для расчета коэффициента подачи ШГН и распределения давления по стволу скважины, оборудованной ШГН, позволили разработать алгоритмы расчетов по выбору оборудования и режимов его работы. Большая трудоемкость расчетов потребовала разработки методики оптимизации технологических режимов на компьютере.

Дальнейшие исследования направлены на повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных ШГН, в осложненных условиях: при разработке залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами, с применением новых методов

Таблица 1.8
Динамика способов добычи нефти по объектам
ОАО "Оренбургнефть" по годам

Показатель	Годы			
	1996	1997	1998	1999
Действующий фонд скважин:				
фонтан	6	3	8	8
ЭЦНУ	34	35	43	37
ШСНУ	59	61	49	62
Добыча нефти, % общей добычи:				
фонтан	23	25	27	27
ЭЦНУ	56	52	49	49
ШСНУ	21	23	24	24
Добыча жидкости, % общей добычи:				
фонтан	10	10	11	11
ЭЦНУ	75	70	70	69
ШСНУ	15	20	19	20
Среднесуточный дебит по нефти, т/сут:				
фонтан	47,3	47,2	47,4	44,5
ЭЦНУ	18	17,9	17,8	18
ШСНУ	4,4	4,7	4,5	4,4
Межремонтный период, сут:				
ЭЦНУ	400	355	443	459
ШСНУ	261	322	319	300

увеличения нефтеотдачи, на периодическом режиме откачки нефти из глубоких скважин, при наличии в нефти коррозионных компонентов, интенсивных отложений парафина и неорганических солей. Особое внимание уделяется исследованиям по увеличению коэффициента полезного действия ШСНУ, снижению расхода электроэнергии и созданию экологически чистых энергоресурсосберегающих технологий при эксплуатации скважин установками штанговых насосов.

В табл. 1.8 приведены сведения об изменениях в структуре фонда скважин и показатели добычи нефти за 1996–1999 гг. Видна стабильность основных показателей добычи нефти, по некоторым из них наблюдается некоторое улучшение. Все это свидетельствует о достаточно высокой эффективности геолого-технических мероприятий по совершенствованию процессов добычи нефти.

2

ДОБЫЧА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ШСНУ



2.1. АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ШСНУ

Простое в конструктивном отношении устройство, разработанное и освоенное в начале 20-х годов, стало самым распространенным способом добычи нефти как у нас, так и за рубежом. Оборудование для эксплуатации скважин этим способом включает (рис. 2.1): штанговый глубинный насос 19, систему насосно-компрессорных труб 17 и штанг 18, на которых насос подвешивается в скважине, приводную часть индивидуальной штанговой установки балансирного типа, состоящую из станка-качалки и электродвигателя 3, устьевое оборудование скважины 15, предназначенное для подвески насосных труб и герметизации устья, приспособления 13 и 14 для подвески насосных штанг к головке балансира станка-качалки.

В скважину на колонне НКТ под уровень жидкости спускают цилиндр насоса 24, в нижней части которого установлен приемный клапан 27, открывающийся только вверх. Затем на насосных штангах внутрь НКТ спускают поршень 25, называемый плунжером, который устанавливают в цилиндр насоса. Плунжер имеет один или два клапана, открывающиеся только вверх, называемые выкидными 26 или нагнетательными. Верхний конец штанг прикрепляют к головке переднего плеча балансира станка-качалки. Для направления жидкости из НКТ в выкидную линию и предотвращения ее разлива на устье скважины устанавливают тройник и выше него сальник 21, через который пропускается сальниковый шток 14.

Скважинный насос приводится в действие от станка-качалки, в котором вращательное движение, получаемое от двигателя при помощи редуктора 4, кривошипно-шатунного механизма и балансира 10, преобразуется в возвратно-поступательное движение, передаваемое плунжеру скважинного насоса.

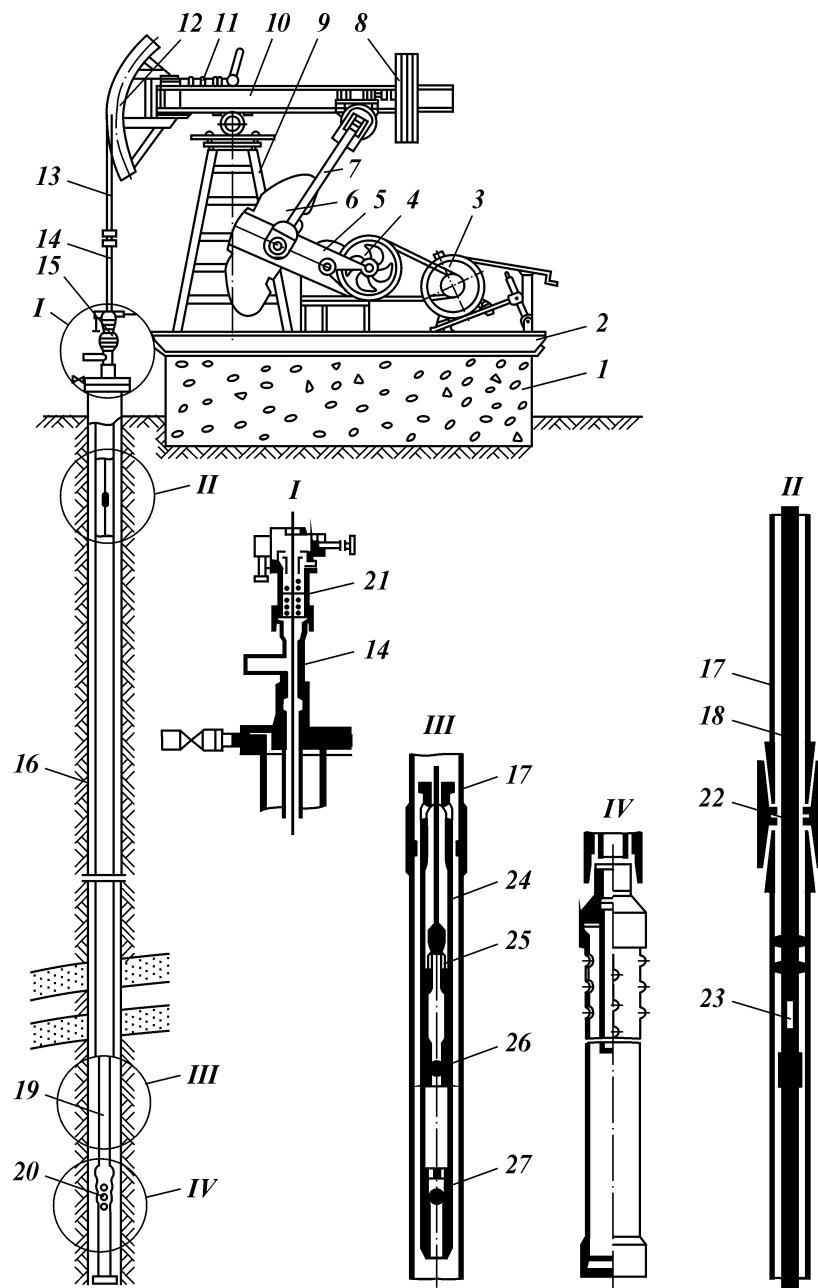


Рис. 2.1. Штанговая глубинно-насосная установка:

I – устьевое оборудование; *II* – подвеска труб и штанг; *III* – глубинный насос; *IV* – газовый или песочный якорь; 1 – фундамент; 2 – рама; 3 – электродвигатель; 4 – редуктор; 5 – кривошип; 6 – груз; 7 – шатун; 8 – груз балансира; 9 – стойка; 10 – балансир; 11 – механизм фиксации головки балансира; 12 – головка балансира; 13 – канатная подвеска; 14 – сальниковый шток; 15 – оборудование устья скважины; 16 – обсадная колонна; 17 – насосно-компрессорные трубы; 18 – колонна штанг; 19 – глубинный насос; 20 – газовый якорь; 21 – сальник устьевого; 22 – муфта трубная; 23 – муфта штанговая; 24 – цилиндр насоса; 25 – плунжер насоса; 26 – нагнетательный (выкидной) клапан; 27 – всасывающий (приемный) клапан

При ходе плунжера вверх под ним падает давление и всасывающий клапан под давлением столба жидкости в затрубном пространстве открывается, жидкость из скважины поступает в цилиндр насоса. В это время нагнетательный клапан плунжера закрыт под давлением столба находящейся под ним жидкости. При ходе плунжера вниз приемный клапан под давлением столба жидкости в насосных трубах закрывается, а клапан, расположенный на плунжере, открывается, и жидкость поступает в насосно-компрессорные трубы. При непрерывной работе плунжера всасывание и нагнетание чередуются, в результате чего при каждом ходе некоторое количество жидкости поступает в НКТ. Уровень жидкости в них постепенно повышается и достигает устья скважины: жидкость начинает переливаться в выкидную линию через тройник с сальниковым устройством.

Простота обслуживания и надежность скважинных насосов, высокий КПД, гибкость в отношении регулирования, отборов жидкости с различных глубин, возможность их применения в осложненных горно-геологических условиях эксплуатации и ряд других преимуществ вывели этот способ на ведущее место в нефтедобывающей отрасли. Штанговыми насосами в настоящее время на месторождениях России оборудовано более 70 % добывающих скважин.

Структура фонда скважин, охватывающая месторождения ОАО "Оренбургнефть", показывает, что более 90 % скважин эксплуатируются механизированным способом. Из них 62 % (1999 г.) составляют установки штанговых глубинных насосов, добыча по которым в сутки составляет по жидкости 13 %, а по нефти – около 24 % от всей добычи по ОАО "Оренбургнефть" (табл. 2.1) и (рис. 2.2).

Приведенные данные показывают, что даже незначительные изменения показателей эксплуатации скважин штанговыми насосами могут существенно повлиять на уровень добычи нефти и эффективность деятельности в ту или иную сторону в целом

Таблица 2.1

**Показатели эксплуатации скважин с применением ШСНУ
в ОАО "Оренбургнефть" за 1994–1999 гг.**

Показатель	Годы					
	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Действующий фонд скважин	1146	1135	1072	1190	943	1214
Добыча нефти, % общей добычи	19	21	21	23	23	24
Добыча жидкости, % общей добычи	14	15	15	20	19	20
Среднесуточный дебит, т/сут:						
по нефти	3,7	4,2	4,4	4,7	4,5	4,0
по жидкости	7,6	8,3	9,1	9,1	10,6	10,5
Обводненность добываемой жидкости, % (по массе)	50,8	49,6	51,5	51,5	57,1	57,7
Межремонтный период, сут	354	325	318	318	370	365

по объединению. Поэтому улучшение технико-экономических показателей эксплуатации скважин ШСНУ в настоящее время является важным резервом сохранения или наращивания добычи этим способом, несмотря на появление более современных установок, целесообразность применения которых в соответствующих горно-геологических условиях не вызывает сомнений.

Рассмотрим состояние работы фонда скважин на месторождениях ОАО "Оренбургнефть", оборудованных ШСНУ, и обозначим технологические и технические возможности их дальнейшего совершенствования.

Характеристика фонда скважин, эксплуатируемых с помощью ШСНУ, по типоразмерам применяемых насосов приведена в табл. 2.2, из которой видно, что преобладающими (80 %) по диаметру являются насосы 44 мм. Среднесуточная добыча жидкости на одну установку составляет 7–10, нефти – 4,40 т/сут. Коэффициент использования насосов по производительности при общепринятых значениях длины хода 1,5 м и числе ходов 5 составляет 0,62, что является удовлетворительным показателем для многих месторождений России.

В последние годы происходит наращивание удельного отбора жидкости на одну установку при некотором общем снижении производительности установок по жидкости, что указывает на повышение эффективности использования оборудования за счет снижения ремонтного фонда и повышения межремонтного периода.

Глубина подвески насосов остается стабильной в течение последних лет и соответствует предельным значениям надежности отечественных штанг.

На промыслах ОАО "Оренбургнефть" в основном эксплуатируется серийное оборудование, которое выпускалось заводами

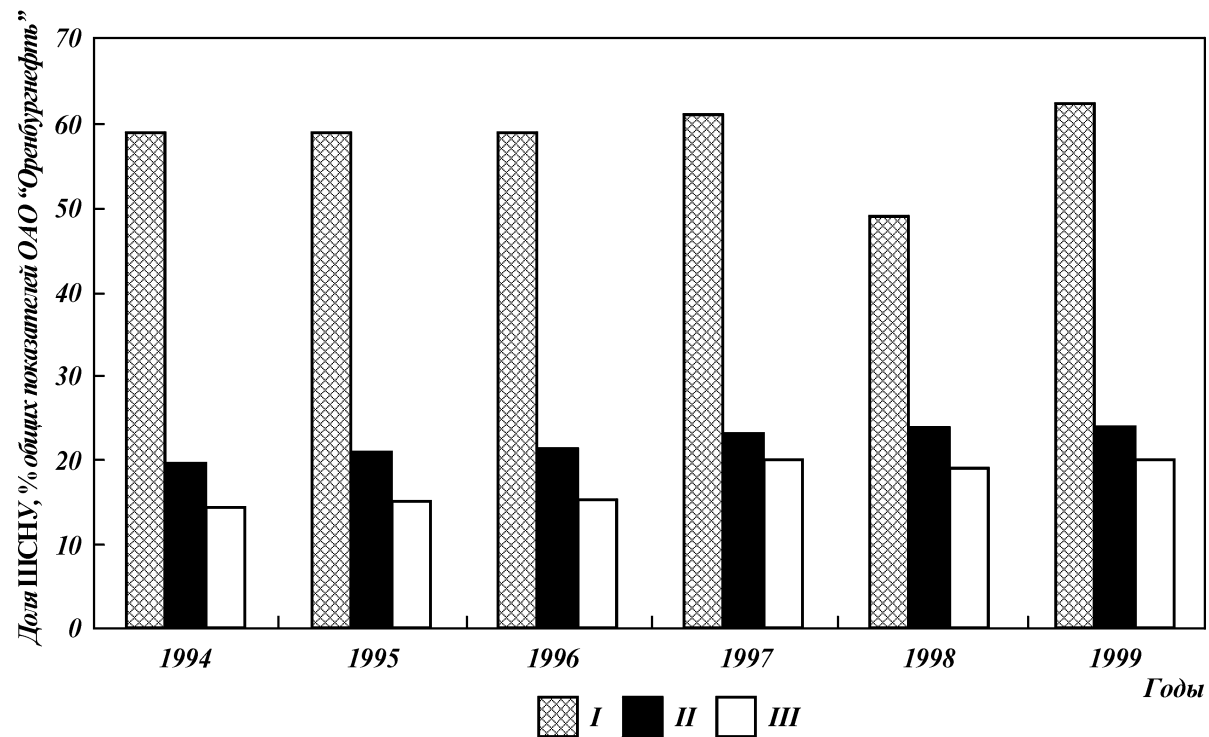


Рис. 2.2. Динамика показателей эксплуатации ШСНУ по объектам ОАО "Оренбургнефть":
 I – фонд скважин с ШСНУ, %; II – доля ШСНУ в добыче нефти, %; III – доля ШСНУ в добыче жидкости, %

Таблица 2.2

Типоразмеры ШГН, применяемых в ОАО "Оренбургнефть" (1998 г.)

Диаметр насоса, мм	Тип насоса	НГДУ "Бугурус-ланнефть"	НГДУ "Бузу-лукнефть"	НГДУ "Соро-чинскнефть"	ОАО "Оренбургнефть"
32	Вставные (НВ)	4	30	6	40
	Невставные (НН)	26	77	9	112
38	Вставные (НВ)	—	22	3	25
	Невставные (НН)	1	95	74	170
44	Вставные (РН-175)	18	12	1	31
	Невставные (ТНМ-175) (Австрия)	391	211	165	767
51	Вставные (НВ)	—	2	—	2
	Невставные (США)	—	8	—	8
57	Вставные (НВ)	—	—	—	—
	Невставные (НН)	58	58	6	122
68	Вставные (НВ)	—	—	—	—
	Невставные (НН)	—	—	—	—
Итого		498	515	264	1277

Азербайджанской республики: СК (ГОСТ 5866–66, ГОСТ 5866–76, ГОСТ 5866–86), СКД (ОСТ 26-16-08–87, г. Екатеринбург), ПШГН-8-3-5500 (завод Уралтрансмаш, г. Екатеринбург), МК-8-3-4000 (г. Орск), Лафкин-9,7 (США), МР-12 (Румыния), штанговые глубинные насосы вставного и невставного типов, по ГОСТ 6444–78. В последние годы получают широкое применение насосы, выпускаемые АО "Ижнефтемаш" по стандарту API. Используются насосно-компрессорные трубы, по ГОСТ 633–80, и штанга, по ГОСТ 13877–80.

С одной стороны, такое разнообразие типов СК дает возможность выбрать в процессе работы наиболее надежную конструкцию, а с другой – осложняет их эксплуатацию.

Компоновка оборудования не отличается от схем, принятых на большинстве месторождений России.

Основными направлениями работ по повышению эффективности процессов добычи нефти с применением ШСНУ в ОАО "Оренбургнефть" в последние годы являются:

1) совершенствование методов подбора оборудования к условиям конкретной скважины и режима его работы, а также поддержание оптимальных условий эксплуатации в течение всего межремонтного периода;

2) разработка новых и совершенствование существующих технических средств для эксплуатации ШСНУ;

3) разработка и применение специальных конструкций насосов для добычи высоковязких нефтей и водонефтяных эмульсий;

4) применение специальных технологических приемов для эксплуатации ШСНУ в осложненных горно-геологических и технологических условиях;

5) разработка и применение безбалансирного привода для штангового насоса, разработанного инженерами объединения совместно с исследовательскими институтами и заводами;

6) разработка и внедрение мероприятий по экономии электроэнергии при добыче нефти с помощью ШСНУ.

Значительная часть фонда скважин, оборудованных ШСНУ в ОАО "Оренбургнефть", приходится на долю НГДУ "Бугурусланнефть".

Ряд показателей эксплуатации, полученных в этом НГДУ, могут с полным основанием считаться показателями акционерного общества в целом.

Рассмотрим состояние эксплуатации фонда скважин с ШСНУ НГДУ "Бугурусланнефть", тем более, что ими извлекаются на сегодня 47 % нефти от всей добычи НГДУ (табл. 2.3) и 30 % всей жидкости.

Для добычи нефти применяется весь спектр типоразмеров штанговых насосов – трубные и вставные диаметрами 28, 32, 43, 56, 68 мм. Глубина подвески насосов находится в интервале 900–1200 м. Глубина динамических уровней в большинстве скважин в среднем составляет 1060 м, а глубина погружения штанговых насосов под динамический уровень – 120 м. Незначительное погружение насосов под динамический уровень приводит к снижению коэффициентов подачи большинства скважин. Так, в ЦДНГ-1 лишь 56 % насосов эксплуатируется с коэффициентом подачи больше 0,5.

Межремонтный период скважин в последние годы остается стабильным на уровне 281 сут. Среднесуточная добыча нефти и жидкости на одну скважину также стабильна и составляет соответственно 7,2–7,5 т и 24,3–24,9 м³. Количество подземных ремонтов 1122–1187 единиц в год.

Минимальные изменения показателей говорят об удовлетворительной работе фонда, отработанной технологии, надежной работе техники, систематическом проведении комплекса мероприятий по приведению в соответствие добычных возможностей скважин с производительностью применяемого

Таблица 2.3

Динамика показателей эксплуатации скважин с применением ШСНУ в НГДУ "Бугурусланнефть"

Показатель	Годы анализа		
	1991	1992	1993
Действующий фонд, всего	580	582	569
В том числе ШСНУ	420	429	428
Годовая добыча нефти по способам, тыс. т	1400	1385	1398
В том числе ШСНУ	617	647	653
Годовая добыча жидкости, тыс. т	4590	4582	4697
В том числе ШСНУ	1300	1422	1389
Среднесуточная добыча нефти на одну скважину за год, т/сут	7,5	7,2	7,4
В том числе ШСНУ	4,8	4,7	4,4
Среднесуточная добыча жидкости на одну скважину за год, т/сут	24,7	24,3	24,9
В том числе ШСНУ	10,9	11,3	11,8
Межремонтный период, сут	288	272	288
В том числе ШСНУ	279	261	281
Общее количество подземных ремонтов	1122	1187	1183
В том числе ШСНУ	809	884	834
Средний коэффициент подачи, доли ед.	0,46	0,47	0,50
Средняя глубина подвески насоса, м	1800	1180	1169
Среднее значение погружения насоса под динамический уровень, м	120	120	120

оборудования.

Применительно к горно-геологическим и технологическим условиям объектов разработки была разработана методика и проведен анализ причин технологического и технического порядка, оказавших влияние на показатели эксплуатации скважин. Приведем некоторые результаты этой работы, которые позволили в дальнейшем улучшить показатели эксплуатации скважин с ШСНУ.

Почти во всех скважинах фактическая производительность глубинно-насосных установок ниже расчетной, что обусловлено:

упругим удлинением и сокращением штанг и труб;

недостаточным заполнением жидкостью цилиндра насоса;

утечкой жидкости через клапаны насоса и неплотности в НКТ.

В условиях эксплуатации скважин с различными осложнениями, например механическими примесями, увеличивается износ плунжерной пары, что ведет к росту утечек. Обводнение вызывает повышение вязкости эмульсии, что сказывается на коэффициенте наполнения и подаче насоса.

Для оценки значений снижения производительности скважин, вызванного утечками, скважины были разбиты на две группы: работающие с полным заполнением цилиндра (коэффициент подачи более 0,6; работающие с неполным заполнением цилиндра (коэффициент подачи менее 0,6).

При расчетах принималось, что скважины, отнесенные к обеим группам, откачивают однотипную по физико-химическим свойствам жидкость, в них спущены насосы с одинаковыми зазорами между цилиндром и плунжером.

Среднее уменьшение подачи насоса из-за упругого удлинения труб и штанг в долях от его условно теоретической производительности Q_{yt}

$$\frac{q_{\lambda}}{Q_{\circ\circ}} = \frac{\lambda}{S} \quad (2.1)$$

и в долях от фактического дебита Q_{ϕ}

$$\frac{q_{\lambda}}{Q_{\phi}} = \frac{\lambda}{S\alpha}, \quad (2.2)$$

где q_{λ} – среднее уменьшение подачи насоса из-за упругого удлинения труб и штанг, м³/сут; λ – суммарное упругое удлинение труб и штанг, м; S – длина хода полированного штока, м; α – коэффициент подачи насоса.

Суммарное упругое удлинение труб и штанг

$$\lambda = \frac{\pi d^2 \rho_{\text{ж}} g L_{\text{н}}^2}{4 A} \left(\frac{1}{f_{\text{т}}} + \frac{1}{f_{\text{ш}}} \right), \quad (2.3)$$

где d – диаметр плунжера, м; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность откачиваемой жидкости, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; $L_{\text{н}}$ – глубина подвески насоса, м; E – модуль упругости стали, Н/м² ($E = 0,21 \text{ ТПа} = 0,21 \cdot 10^{12} \text{ Па}$); $f_{\text{ш}}$, $f_{\text{т}}$ – площадь сечения по телу соответственно штанг и труб, м².

Результаты расчетов приведены в табл. 2.4.

Среднюю потерю производительности насоса из-за утечек в нем и трубах в долях от его средней теоретической производительности $Q_{\text{т}}$ определяли по формулам:

при полном заполнении цилиндра

$$\frac{q_{\text{ш}}}{Q_{\text{т}}} = \frac{Q_{\text{ш}} - Q_{\text{т}}}{Q_{\text{т}}} - \frac{\lambda}{S}; \quad (2.4)$$

при неполном заполнении цилиндра

$$q_{\text{ш}} = \frac{Q_{\text{ш}}}{Q_{\text{т}}} Q_{\text{т}}, \quad (2.5)$$

а в долях от фактической подачи $Q_{\text{ф}}$ – по формулам:

при полном заполнении цилиндра

Таблица 2.4
Показатели работы анализируемого фонда скважин с ШСНУ НГДУ "Бугурусланнефть"

Цех по добыче нефти	Группа скважин	Диаметр насоса, мм	Средняя глубина спуска насоса, м	Средняя длина хода полированного штока, м	Средний динамический уровень, м	Средняя теоретическая производительность, м ³ /сут	Средняя фактическая производительность, м ³ /сут	Средний коэффициент подачи насоса	Среднее значение упругости удлиненных штанг и труб, м
1	Скважины с заполнением цилиндра: полным	43	1020	1,9	800	29,7	20,2	0,68	0,20
		56	920	2,3	750	50,3	33,7	0,67	0,21
		43	1054,2	1,9	950	38,9	9,5	0,28	0,24
		56	986,0	2,1	850	67,5	20,0	0,32	0,04
4	Скважины с заполнением цилиндра полным	43	979,9	2,0	750	24,2	16,2	0,67	0,17
		43	980,8	1,8	950	22,6	5,2	0,23	0,23

Таблица 2.5
Оценка влияния различных факторов на производительность ШСНУ в НГДУ "Бугурусланнефть"

Цех по добыче нефти и газа	Группа скважин	Диаметр насоса, мм	Средний коэффициент подачи насоса	Снижение производительности					
				м ³ /сут на одну скважину		доли от фактического дебита			
				q_L	q_{UT}	$q_{нез}$	q_L	q_{UT}	$q_{нез}$
1	Скважины с заполнением цилиндра: полным	43	0,68	3,1	6,4	—	0,15	0,31	—
		56	0,67	4,6	12,0	—	0,13	0,35	—
		43	0,28	1,62	3,0	2,6	0,17	0,31	0,28
		56	0,32	3,4	7,2	4,2	0,16	0,36	0,21
4	Скважины с заполнением цилиндра: полным	43	0,67	2,18	6,0	—	0,13	0,37	—
		43	0,23	0,86	1,93	1,4	0,16	0,37	0,27

$$\frac{q_{i \text{ ас}}}{Q_{\delta}} = \frac{S(1 - \alpha) - \lambda}{S}; \quad (2.6)$$

при неполном заполнении цилиндра

$$\frac{q_{i \text{ ас}}}{Q_{\delta}} = 1 - \alpha - \frac{\lambda}{S} - \frac{q_{\infty}}{Q_{\delta}}, \quad (2.7)$$

где $q_{\text{ут}}$ – средняя утечка жидкости в насосе и трубах, м³/сут; $Q_{\text{нез}}$, $Q_{\text{зап}}$ – средние значения производительности насоса, работающего с незаполнением и заполнением соответственно, м³/сут; $q_{\text{нез}}$ – снижение производительности насоса из-за незаполнения цилиндра, м³/сут.

Таким образом, было определено значение снижения подачи насоса из-за деформации труб и штанг, а также из-за утечки жидкости через зазор между плунжером и цилиндром (табл. 2.5).

На общее значение утечек жидкости оказывают влияние утечки через неплотности в насосно-компрессорных трубах.

Анализ промысловых материалов по объектам ОАО «Оренбургнефть» показал, что количество подземных ремонтов по причине потери герметичности НКТ невелико, поэтому было решено утечками этого вида пренебречь.

Основной причиной снижения производительности насоса являются утечки через зазор между плунжером и цилиндром (см. табл. 2.5). По ЦДНГ-1 в среднем они составляют 6,8 м³/сут на одну скважину, или 29 % от фактического дебита, а по ЦДНГ-4 – 2,7 м³/сут на одну скважину, или 26 % от среднего дебита скважины.

Средние утечки жидкости из-за зазора между цилиндром и плунжером при ее ламинарном режиме течения можно определить по формуле Пирвердяна – Адонина

$$q_{\infty} = \frac{0,0497 \pi g d L_{\text{н}} \delta}{\nu l}, \quad (2.8)$$

где d – диаметр плунжера, м; $L_{\text{н}}$ – глубина спуска насоса, м; δ – зазор между цилиндром и плунжером, м; ν – кинематическая вязкость жидкости, м²/с; l – длина плунжера, м.

При расчетах принимали, что клапаны герметичны, а вязкость жидкости равна вязкости пресной воды. Расчет проведен на основании данных об утечках в скважинах, работающих с полным заполнением цилиндра. Получено, что расчетное среднее значение зазора между плунжером и цилиндром в насосах НГН2-43 и НГН2-56 находится в пределах

114–134 мкм, т.е. за пределами допусков насосов третьей группы.

Если допустить, что в некоторых скважинах режим течения в зазоре окажется турбулентным, то зазор будет еще больше.

Погружение насосов под динамический уровень

По данным ряда исследователей коэффициент подачи насоса зависит от глубины погружения под уровень жидкости в скважине, т.е. от давления на приеме, до определенных пределов [24, 47 и др.]. Кроме того, проведенные исследования в НГДУ «Бугурусланнефть» позволили выявить связь между глубиной погружения $h_{\text{п}}$ и обрывностью штанг. При $h_{\text{п}} < 100$ м среднее количество обрывов на одну скважину составило 3,66 в год при $\alpha = 0,38$, а при $h_{\text{п}} > 100$ м – 2,3 при $\alpha = 0,51$. Таким образом, с увеличением глубины погружения насосов под динамический уровень наблюдаются существенное уменьшение обрывности штанг и возрастание коэффициента подачи.

В ТатНИПИнефти и НГДУ «Елховнефть» (Татарстан) проведены исследования по выбору оптимального значения погружения штанговых насосов под динамический уровень жидкости. Методикой предусматривались замеры динамического уровня, дебита, расхода газа через затрубное пространство, давления на приеме при изменении глубины подвески насоса.

В результате исследований сделаны следующие выводы:

а) существенное увеличение коэффициента подачи от 0,3 до 0,5 происходит при росте давления на приеме от 0,5 до 1,0 МПа; дальнейшее повышение давления до 4,0 МПа приводит к росту коэффициента подачи от 0,5 до 0,7;

б) увеличение погружения до глубин, обеспечивающих давление на приеме свыше 1,5–2,0 МПа, нецелесообразно;

в) коэффициент подачи, приведенный к действительному ходу плунжера с учетом упругих деформаций труб и штанг, с изменением глубины погружения увеличивается от 0 до 0,73, в то время как при определении его по длине хода полированного штока $d = 0,63$ увеличение давления на приеме насоса от 2,0 до 4,0 МПа ведет к изменению коэффициента подачи от 0,72 до 0,87.

Одним из слабых элементов ШСНУ является колонна штанг. В процессе эксплуатации скважины в различных геолого-физических и технологических условиях происходит отворот и обрыв штанг, для устранения которых необходимо производить подземные текущие ремонты.

В процессе разработки нефтяного месторождения изменяются пластовое давление, дебит скважин, обводненность продукции, коррозионные условия среды, свойства смеси и т.д. Кроме того, изменяются в широких пределах также параметры, характеризующие работу оборудования: нагрузки на головку балансира, штанги, трубы, а также число ходов и длина хода головки балансира станка-качалки, конструкция колонны штанг и труб, глубина их подвески.

Эти факторы (каждый в отдельности и все вместе) влияют на показатели работы ШСНУ, определяя оптимальный режим ее работы.

При эксплуатации установки штангового глубинного насоса наиболее слабым звеном, как сказано выше, является колонна штанг, условия работы которой характеризуются разнообразием факторов как технического, так и технологического порядка. Исследования показали, что обрывы насосных штанг происходят в основном из-за усталости металла. Процесс усталостного разрушения заключается в возникновении и распространении по металлу усталостных трещин в местах концентрации напряжений. Наличие последних связано с дефектами физико-химического и механического происхождения.

Насосные штанги на промыслах ОАО «Оренбургнефть» эксплуатируются в скважинах с обводненной нефтью. Присутствие сероводорода и высокая минерализация пластовых вод характеризуют среду как коррозионно-агрессивную.

Дефекты механического происхождения связаны с некачественным изготовлением штанг в заводских условиях, их транспортировкой и складированием. В местах таких дефектов напряжения могут достигать значений, при которых деформация будет иметь остаточный характер, а цикличность напряжений будет приводить к возникновению усталостной трещины. С развитием трещины сечение штанги уменьшается, а напряжения в нем растут, пока не достигнут предела усталости металла. После этого разрушение происходит без увеличения нагрузки одновременно по всему сечению. Процесс ускоряется за счет напряженного режима работы УШГН: нагрузок, ударов, изгибов, трения.

По данным промысловых работ количество обрывов штанг растет пропорционально увеличению числа качаний балансира.

Очевидно, что работоспособность колонны штанг является определяющим фактором работы всей глубинно-насосной установки. Известно, что общую нагрузку в точке подвеса штанг (ТПШ) образуют статические (вес штанг, вес столба жидкости,

силы трения) и динамические (ускорение движения, удары, вибрация и т.д.) нагрузки.

По элементарной теории работы шатунно-кривошипного механизма СК максимальное ускорение в точке подвески штанг в начале хода вверх

$$J_{\max} = \frac{S}{2} \omega^2 \left(1 + \frac{r}{l} \right) \quad (2.9)$$

где S – длина хода полированного штока, м; ω – угловая скорость вращения кривошипа, рад.; r – радиус кривошипа, м; l – длина шатуна, м.

Для колонны штанг с учетом определенных допущений [3, 8, 18] инерционные силы можно определить по формуле

$$G_{\text{д.и}} = I_{\text{ш}} J_{\max} \quad (2.10)$$

или

$$G_{\text{д.и}} = G_{\text{ш}} \frac{Sn}{1800} \left(1 + \frac{r}{l} \right), \quad (2.11)$$

где $G_{\text{ин}}$ – инерционная сила, Н; $G_{\text{шт}}$ – нагрузка от веса штанг, кг; n – число качаний балансира, мин⁻¹.

Отношение ускорений

$$\frac{J_{\max}}{g} = \frac{Sn^2}{1400} \quad (2.12)$$

есть фактор динамичности. Значит, инерционная нагрузка пропорциональна произведению длины хода полированного штока и квадрата числа качаний балансира. Последнее в определенных условиях может привести к аварийности, т.е. к обрыву колонны штанг. Анализ промыслового материала показал, что при $Sn < 17 \div 18$ обрывность штанг растет незначительно, а при $Sn > 18$ обрывность штанг прогрессивно возрастает.

На значение динамических нагрузок влияет вибрация, обусловленная переменным приложением и снятием нагрузок, вынуждающих колонну штанг совершать колебания с периодом

$$O_a = 60/n. \quad (2.13)$$

Кроме того, колонна штанг в процессе работы получает свободные колебания с частотой

$$n_{\text{н}} = a/4L, \quad (2.14)$$

где a – скорость звука в металле, м/с; L – длина колонны, м.

Указанные колебания могут отличаться по значению и направлению, но могут быть синхронными и усиливать друг друга.

Наиболее опасными будут импульсы, возникающие с интервалами, равными частоте свободных колебаний. Поскольку свободное колебание в каждом случае характеризуется постоянными параметрами, единственным фактором, вызывающим синхронность или асинхронность колебаний, является число качаний головки балансира. Из промышленной практики известно, что иногда достаточно увеличить или уменьшить число качаний только на единицу, чтобы уменьшить нагрузку на колонну и снизить аварийность.

Интенсивность колебаний в значительной мере зависит от состава и свойств поднимаемой жидкости: газированная жидкость создает импульс, вызывающий колебание штанг только один раз за цикл – в момент приложения нагрузки. Снятие нагрузки идет постепенно и не возбуждает дополнительных колебаний. Таким образом, чем больше содержится в жидкости газа, тем меньше амплитуда колебаний.

Следовательно, на приеме насоса следует поддерживать давление, при котором будет выделяться максимально возможное количество газа, обеспечивающее снижение импульса, создающее подъем жидкости и не снижающее коэффициент подачи.

Наблюдения показали, что штанги в условиях месторождений ОАО «Оренбургнефть» работают в условиях подъема слабогазированной жидкости, что приводит к возникновению нескольких импульсов нагрузки за цикл. Для скважин с ШСНУ ЦДНГ-4 НГДУ «Бугурусланнефть» оптимальные значения n и Sn лежат в интервалах 6–7 и 17–18 соответственно, а для скважин ЦДНГ-1 – 7–8 и 18–19.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБРЫВОВ ПО ДЛИНЕ КОЛОННЫ ШТАНГ

Исследованиями, выполненными в НГДУ «Бугурусланнефть», установлено, что распределение обрывов по длине колонны штанг не подчиняется закономерностям, по которым наибольшая аварийность приходится на верхнюю часть колонны для насосов с диаметрами 32 и 43 мм. Для насосов среднего диаметра распределение обрывов по колонне распределяется равномерно.

Установлено, что в ЦДНГ-1 93 % обрывов штанг диаметром 19 мм и 48 % – диаметром 22 мм происходит в нижней третьей части колонны. На установках ШСНУ ЦДНГ-4 НГДУ «Бугурусланнефть» эти данные выглядят так: в нижней третьей части происходит 63 % обрывов штанг диаметром 19 мм. Расчеты показывают, что на колонну штанг в ЦДНГ-1 действует среднее приведенное напряжение, равное 45 МПа, а в ЦДНГ-4 – 35 МПа, что значительно ниже допустимых значений для сталей, из которых изготовлены штанги.

Следовательно, в условиях НГДУ «Бугурусланнефть» в нижней части колонны действуют разрушающие силы, которыми являются силы, сосредоточенные у плунжера, направленные против движения штанг при ходе их вниз и вызывающие сжатие нижней части штанговой колонны.

Известно, что штанги переносят растягивающие нагрузки лучше, чем сжимающие. При движении вниз колонна встречает сопротивление жидкости в цилиндре, трение плунжера о цилиндр и штанг о жидкость. Возможно возникновение ударных нагрузок при различных скоростях движения колонны и жидкости.

Перечисленные факторы ведут к интенсивному сжатию и возникновению продольного изгиба штанг, которые вызывают резкое повышение напряжений, вызывающих обрыв.

Суммарная сила, вызывающая продольный изгиб штанг, $G_{изг}$ определяется по формуле [43, 45 и др.]

$$G_{изг} = 0,1L \rho_{ж} f_{пл} + n_k (F_{пл} - f_0) \frac{1,4 \cdot 10^{-5} (Sn) \left(\frac{d}{d_0} \right)^2}{\mu^2}, \quad (2.15)$$

где L – глубина спуска колонны штанг, м; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м³; $f_{пл}$ – площадь поперечного сечения штанг, см²; n_k – число нагнетательных клапанов; $F_{пл}$ – площадь сечения плунжера, см²; f_0 – площадь сечения седла клапана, см²; μ – кинематическая вязкость жидкости, м²/с; d – диаметр плунжера, см; d_0 – диаметр отверстия в седле клапана, см.

Выполненные по ряду скважин НГДУ «Бугурусланнефть» расчеты показали, что сила, вызывающая продольный изгиб, достигает значений, превышающих допустимую. Это обстоятельство подтверждает полученные данные о распределении обрывов штанг по длине колонны.

Приведенный анализ позволил установить:

1) на некоторых скважинах наземное и подземное оборудование по своим характеристикам не соответствует его добычным возможностям;

2) не всегда режим работы оборудования является оптимальным для системы пласт – насос;

3) продольный изгиб колонны следует устранять или уменьшать с помощью тяжелого низа или других известных технических средств.

Промысловые исследования и теоретические расчеты, выполненные на объектах НГДУ «Бугурусланнефть», позволили наметить план конкретных мероприятий, реализация которого в последующем позволила улучшить технико-экономические показатели работы фонда скважин, эксплуатируемых ШСНУ.

2.2. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ШСНУ

Наиболее общая задача подбора оборудования ШСНУ и установления режима его работы формулируется следующим образом: выбрать компоновку основного оборудования и режим его работы для конкретной скважины или группы скважин таким образом, чтобы обеспечивался заданный отбор жидкости при оптимальных технологических и технико-экономических показателях эксплуатации.

Эта задача решается как при проектировании разработки нового нефтяного месторождения, так и в процессе его эксплуатации.

При оптимизации работы эксплуатируемых установок могут возникать более узкие задачи, связанные с подбором только некоторых узлов установки и ее режимных параметров.

В качестве критерия оптимальности при сопоставлении возможных вариантов компоновки оборудования может быть использован минимум условных приведенных затрат на подъем нефти из скважины в части, зависящей от типоразмера и режима работы ШСНУ.

При проектировании эксплуатации скважины штанговым насосом выбирают типоразмеры станка-качалки и электродвигателя, тип и диаметр скважинного насоса, конструкцию колонны подъемных труб и рассчитывают следующие параметры: глубину спуска насоса, режим откачки, т.е. длину хода и число качаний, конструкцию штанговой колонны.

Для осложненных условий эксплуатации дополнительно подбирают газовые и песочные якоря или другие специальные приспособления (штанговращатели, дозирующие устройства и т.д.).

Существует множество методик подбора ШСНУ к нефтяным скважинам, успешно применяемых в разных нефтяных регионах.

Заимствованная и опробованная в свое время на месторождениях ОАО «Оренбургнефть» методика БашНИПИнефти не нашла широкого применения. Метод расчета подачи штангового насоса в ней основан на использовании эмпирических коэффициентов, полученных для условий Оренбуржья, но из-за многообразия условий методика не всегда дает корректные результаты. Поэтому были разработаны своя методика и программа подбора глубиннонасосного и наземного оборудования, позволяющие рассчитать коэффициент продуктивности по данным динамометрирования; выбрать компоновку ШСНУ; определить коэффициент сепарации газа у приема насоса, давление на входе в насос, потери давления в клапанных узлах, утечки через зазор плунжерной пары, коэффициент наполнения ШГН, коэффициент усадки нефти, подачу и скорость откачки; обосновать конструкцию штанговой колонны; определить потери хода плунжера и длину хода полированного штока, нагрузки, действующие на штанговую колонну, напряжения в штангах; выбрать станок-качалку; рассчитать энергетические показатели работы ШСНУ, показатели надежности и коэффициент эксплуатации.

Преимущества данной методики – возможность оперативного внесения изменений в базу данных технологического оборудования и нахождение оптимального варианта. Такой подход позволяет учесть реальные возможности материально-технического снабжения и сократить номенклатуру применяемого оборудования.

Для решения поставленных задач при подборе ШСНУ необходимо знать или задавать такие параметры, которые характеризуют работу нефтяного пласта.

К таким параметрам относится коэффициент продуктивности скважины, характеризующий интенсивность притока жидкости в скважину и численно равный дебиту ее, приходящемуся на единицу перепада давления между пластом и скважиной.

При линейном законе фильтрации коэффициент продуктивности скважины, $\text{т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$,

$$K = \frac{Q_2 - Q_1}{\delta_{\text{пл}} - \delta_{\text{п2}}}, \quad (2.16)$$

где Q_1 , Q_2 и p_{c1} , p_{c2} – соответственно дебиты скважин и забойные давления на первом и втором режимах работ.

При нелинейном законе фильтрации определяются постоянные, входящие в уравнение притока. При выборе режима

работ руководствуются следующими положениями: при первом выбирается минимально возможный дебит, втором – дебит увеличивают в 1,5–2 раза. Динамограммы снимают при установившихся режимах работы скважины. При каждом режиме записывают следующие линии: нулевую, веса штанг в жидкости, статической нагрузки в крайнем верхнем и нижнем положениях балансира станка-качалки.

Забойное давление заменяют максимальной статической нагрузкой $G_{ст\ max}$, которую можно определить по динамограмме или формуле

$$G_{н\ max} = G_{ш\ 0} + G_{ж} + G_{тр} - G_{пог}, \quad (2.17)$$

где $G_{шт}$ – нагрузка от веса колонны штанг в жидкости, Н; $G_{ж}$ – нагрузка от веса столба жидкости, действующей на плунжер, Н; $G_{тр}$ – силы трения, Н; $G_{пог}$ – сила, действующая на плунжер насоса снизу, или уменьшение нагрузки на головку балансира из-за погружения насоса под динамический уровень жидкости, Н.

С учетом этого коэффициент продуктивности скважин

$$K_{ид} = \frac{(Q_2 - Q_1)F_{пл}}{G_{н\ max2} - G_{н\ max1}}, \quad (2.18)$$

где $F_{пл}$ – площадь сечения плунжера насоса, м²; $G_{ст\ max1}$ и $G_{ст\ max2}$ – статические нагрузки в точке подвеса штанг при работе соответственно на первом и втором режимах.

Перечень основных исходных данных, необходимых для подбора оборудования и установления оптимального режима его работы, приведен в табл. 2.6.

Кроме того, при обосновании выбора компоновки ШСНУ необходимо учитывать содержание механических примесей и парафина в продукции скважины.

Для расчета физических свойств продукции используют следующие приближенные зависимости [7, 8].

Количество растворенного в нефти газа $\Gamma_0(p)$ при заданном давлении

$$\Gamma_0(p) = \Gamma_0(p_{\text{нас}}) \left[\frac{(\delta - \delta_0)}{(\delta_{i \text{ на}} - \delta_0)} \right]^{\bar{a}}, \quad (2.19)$$

где $\Gamma_0(p_{\text{нас}})$ – количество газа, растворенного в 1 м³ нефти при давлении насыщения $p_{\text{нас}}$, приведенное к нормальным условиям, нм³/м³; p, p_0 – соответственно текущее и атмосферное давление, МПа; $\bar{a}$ – эмпирический коэффициент, значение которого для технических расчетов составляет 0,5.

Объемные коэффициенты нефти $b_n(p)$ и жидкости $b_{\text{ж}}(p)$ рассчитывают по формулам

$$b_n(p) = 1 + (b_n - 1) \left(\frac{\delta - \delta_0}{\delta_{i \text{ на}} - \delta_0} \right)^{0,25}; \quad (2.20)$$

$$b_{\text{ж}}(p) = b_n(p)(1 - n_{\text{в}}) + b_{\text{в}}(p)n_{\text{в}}, \quad (2.21)$$

где $b_n(p), b_{\text{в}}(p)$ – объемные коэффициенты соответственно

Таблица 2.6

Исходные данные для подбора ШСНУ

Параметр	Обозначение	Единица измерения
Глубина скважины	H	м
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны	$D_{\text{эк}}$	мм
Забойное давление	$p_{\text{с}}$	МПа
Коэффициент продуктивности скважины	$K_{\text{пр}}$	м ³ /(сут·МПа)
Планируемый дебит жидкости	$Q_{\text{ж}}$	м ³
Объемная обводненность продукции	$n_{\text{в}}$	–
Плотность дегазированной нефти	$\rho_{\text{нд}}$	кг/м ³
Плотность пластовой воды	$\rho_{\text{в}}$	кг/м ³
Плотность газа (при стандартных условиях)	$\rho_{\text{г ст}}$	кг/м ³
Кинематическая вязкость воды	$\nu_{\text{в}}$	м ² /с
Кинематическая вязкость нефти	$\nu_{\text{н}}$	м ² /с
Газовый фактор	Γ_0	м ³ /м ³
Давление насыщения нефти газом	$p_{\text{нас}}$	МПа
Устьевое давление	$p_{\text{у}}$	МПа
Средняя температура скважины	$T_{\text{ск}}$	К
Объемный коэффициент нефти	$b_{\text{н}}$	Доля ед.

нефти при $p = p_{\text{нас}}$ и воды.

Для технических расчетов $b_{\text{в}}(p) = 1$.

Также необходимо учитывать следующие формулы, применяемые для расчета характеристик газожидкостного потока при текущем давлении p :

расход жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$,

$$Q_{\text{ж}}(p) = Q_{\text{нд}} b_{\text{ж}}(p) (1 - n_{\text{в}}); \quad (2.22)$$

расход свободного газа, $\text{м}^3/\text{м}^3$,

$$V_{\text{гв}}(p) = [\tilde{A}_0(p_{\text{гв}}) - \tilde{A}_0(p_{\text{гв}})] \frac{z p_0 \dot{Q}_{\text{гв}} Q_{\text{гв}}}{p \dot{Q}_0}; \quad (2.23)$$

расход газожидкостной смеси, $\text{м}^3/\text{м}^3$,

$$Q_{\text{см}}(p) = Q_{\text{ж}}(p) + V_{\text{гв}}(p); \quad (2.24)$$

плотность газонасыщенной нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$,

$$\rho_{\text{н}}(p) = \frac{\rho_{\text{гв}} + \rho_{\text{гв}} \tilde{A}_0(p)}{b_{\text{г}}(p)}, \quad (2.25)$$

где $Q_{\text{нд}}$ – дебит дегазированной нефти, $\text{м}^3/\text{с}$; $T_{\text{ск}}$ – средняя температура в стволе скважины, К; $T_0 = 273$ К; z – коэффициент сверхсжимаемости газа, значение которого для этих задач можно принять равным 1.

Расчетный вариант компоновки ПНСУ выбирается следующим образом:

1. По одной из методик [7, 8] рассчитывают давление в стволе скважины, начиная от забоя и до глубины, где $p = 0,2 \div 0,5$ МПа, т.е. на некоторое значение принятого давления на приеме насоса для скважин данного объекта разработки.

2. Определяют глубину спуска насоса. Глубина спуска насоса $L_{\text{н}}$ и, следовательно, давление на его приеме $p_{\text{п}}$ должны быть, с одной стороны, достаточными для обеспечения высоких коэффициентов наполнения, а с другой – по возможности минимальными для предотвращения чрезмерного роста нагрузок на штанги и станок-качалку, а также увеличения затрат на оборудование и подземный ремонт.

Необходимое давление на приеме насоса зависит в первую очередь от содержания свободного газа в потоке откачиваемой газожидкостной смеси. Если свободного газа в откачиваемой смеси мало, что наблюдается, например, при высокой (свыше 80 %) обводненности жидкости или низком газовом факторе, то необходимое давление на приеме насоса обусловлено

гидравлическими потерями во всасывающем клапане. Согласно практическим рекомендациям А.Н. Адонина, для таких условий при дебите скважины менее $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ и вязкости жидкости не более $10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ ШГН может быть погружен под динамический уровень на глубину 20–60 м, что соответствует давлению на приеме насоса примерно 0,15–0,5 МПа.

При значительном содержании свободного газа в откачиваемой смеси оказывается весьма сложно заранее обосновать оптимальное давление на приеме насоса. На основании опыта эксплуатации ШСНУ в различных условиях оптимальное давление на приеме насоса составляет 2,0–2,5 МПа. В среднем оно должно составлять примерно 30 % от давления насыщения нефти газом, т.е.

$$p_{\Pi} \cong 0,3p_{\text{нас}}. \quad (2.26)$$

Следовательно, основанные на практическом опыте эксплуатации рекомендации по установлению давления на приеме и глубины спуска насоса могут обеспечить приемлемую точность расчетов только для хорошо изученных месторождений. Поэтому при выборе оптимального типоразмера установки и режима ее работы необходимо задаваться несколькими вариантами возможных глубин спуска насоса и для каждого варианта проводить расчеты.

Следует учитывать, что на конкретном месторождении возможный диапазон глубин спуска насосов может быть ограничен по тем или иным причинам технологического и технического характера, например из-за отложения солей или парафина, степени кривизны ствола скважины и т.д.

Определяют расход газожидкостной смеси при давлении на приеме насоса p_{Π} по формуле

$$Q_{\text{см}}(p_{\Pi}) = Q_{\text{ж}}(p_{\Pi}) + V_{\text{гсв}}(p_{\Pi}). \quad (2.27)$$

Видоизменяют и ранее приведенные расчетные формулы для $Q_{\text{см}}(p)$ с учетом давления на приеме насоса.

3. При выборе типа и размера насоса учитывают состав откачиваемой жидкости (наличие песка, газа и воды) и ее свойства, дебит скважины и высоту подъема жидкости.

Если по условиям эксплуатации возможно применение как вставных, так и невставных насосов, то следует иметь в виду, что первые предпочтительно использовать при больших глубинах спуска и необходимости часто извлекать насосы из скважины. Однако вставные насосы спускают на колонне труб большего диаметра, чем невставные, что требует больших капитальных затрат и амортизационных отчислений.

Группу посадки насоса, определяемую по значению зазора между плунжером и цилиндром, выбирают в зависимости от вязкости, обводненности, температуры откачиваемой жидкости и глубины спуска насоса. Насосы с более плотной посадкой (0 и 1) рекомендуются для откачки легкой маловязкой нефти при глубине спуска более 1200 м в скважинах с повышенными устьевыми давлениями. Насосы второй группы посадки следует применять для откачки жидкостей малой и средней вязкости с глубины до 1200 м при температуре до 30–40 °С. Насосы третьей группы посадки рекомендуется использовать для откачки высоковязкой нефти, а также жидкости с высокой температурой или повышенным содержанием песка и парафина.

При скорости откачки $Sn \leq 34$ м/мин рекомендуется применять клапанные узлы с одним или двумя шариками, причем последние неприемлемы для скважин с малым погружением насоса под динамический уровень. Клапанные узлы с увеличенным проходным сечением следует использовать при повышенных скоростях откачки $Sn > 34$ м/мин или повышенной вязкости жидкости.

РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА СЕПАРАЦИИ ГАЗА У ПРИЕМА НАСОСА

Коэффициент сепарации газа определяется по формуле [7, 8]

$$\sigma_c = \frac{1 - (d_{\text{н}} / D_{\text{эк}})^2}{1 + 0,93 Q_{\text{г}}(p_{\text{г}}) / \omega_s D_{\text{эк}}^2}, \quad (2.28)$$

где $d_{\text{н}}$ – наружный диаметр насосно-компрессорных труб на уровне приема насоса, м; $D_{\text{эк}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны скважины, м; ω_s – относительная скорость движения газа на участке приема насоса, значение которой определяется по обводненности продукции скважины

$$\omega_s = \begin{cases} 0,02 \text{ и } \bar{n} \text{ и } \bar{\delta} & n_{\text{г}} \leq 0,5; \\ 0,17 \text{ и } \bar{n} \text{ и } \bar{\delta} & n_{\text{г}} > 0,5. \end{cases} \quad (2.29)$$

Вследствие сепарации части свободного газа у приема насоса изменяется газовый фактор жидкости, поступающей в насос и НКТ («трубный» газовый фактор), который определяется по формуле

$$G_0 = G_0(p_{\text{нас}}) - [G_0(p_{\text{нас}}) - G_0(p_{\text{п}})]\sigma_c. \quad (2.30)$$

Предполагая состав газа неизменным, скорректированное значение давления насыщения $p_{\text{нас}}$, соответствующее «трубному» газовому фактору, определяется из условий

$$\Gamma_0 = \Gamma_0(p_{\text{нас}}); \quad (2.31)$$

$$\Gamma_0 = [\Gamma_0 / \Gamma_0(p_{\text{нас}})]^{1/c} (p_{\text{нас}} - p_0) + p_0, \quad (2.32)$$

где $c = 0,5$.

Затем рассчитывают расходы свободного газа $V_{\text{г.св}}(p_{\text{п}})$ и газожидкостной смеси $Q_{\text{см}}(p_{\text{пн}})$, поступающих в насос, с учетом коэффициента сепарации по формулам

$$V_{\text{г.св}}(p_{\text{п}}) = V_{\text{г.св}}(p_{\text{п}})(1 - \sigma_{\text{с}}); \quad (2.33)$$

$$Q_{\text{см}}(p_{\text{пн}}) = Q_{\text{ж}}(p_{\text{п}}) + V_{\text{гв}}(p_{\text{п}}).$$

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА ВЫХОДЕ НАСОСА

Под давлением на выходе насоса ($p_{\text{вн}}$) подразумевается давление, развиваемое насосом при ходе плунжера вниз, при закрытом всасывающем клапане и открытом нагнетательном, когда жидкость из насоса поступает в насосно-компрессорные трубы.

Значение этого давления может быть определено по графикам распределения давления по длине колонны НКТ.

Ориентировочно $p_{\text{вн}}$ можно рассчитать по формуле

$$p_{\text{вн}} = \rho_{\text{см}} g L_{\text{н}} + p_{\text{у}}, \quad (2.34)$$

где $\rho_{\text{см}}$ – плотность смеси в НКТ, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; $L_{\text{н}}$ – глубина спуска насоса, м; $p_{\text{у}}$ – давление на устье скважины, Па.

Плотность смеси без учета газа

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{в}} n_{\text{в}} + \rho_{\text{нд}}(1 - n_{\text{в}}). \quad (2.35)$$

Далее определяют параметры газожидкостной смеси при давлении на выходе насоса, необходимые для вычисления давления $p_{\text{вн}}$ по формуле (2.34):

$$b_{\text{н}}(p_{\text{вн}}) = 1 + (b_{\text{н}} - 1)[(p_{\text{вн}} - p_0)/(p_{\text{нас}} - p_0)]; \quad (2.36)$$

$$b_{\text{ж}}(p_{\text{вн}}) = b_{\text{н}}(p_{\text{вн}})(1 - n_{\text{в}}) + b_{\text{в}}(p_{\text{вн}})n_{\text{в}}; \quad (2.37)$$

$$Q_{\text{ж}}(p_{\text{вн}}) = Q_{\text{нд}} b_{\text{ж}}(p_{\text{вн}})(1 - n_{\text{в}}); \quad (2.38)$$

$$\Gamma_0(p_{\text{вн}}) = \Gamma_0(p_{\text{нас}})[(p_{\text{вн}} - p_0)/(p_{\text{нас}} - p_0)]^{0,5}; \quad (2.39)$$

$$V_{\text{гв}}(p_{\text{вн}}) = Q_{\text{нд}}[\Gamma_0(p_{\text{нас}}) - \Gamma_0(p_{\text{вн}})] \frac{z p_0 \dot{O}_{\text{не}}}{p_{\text{ат}} \dot{O}_0}; \quad (2.40)$$

$$Q_{\text{см}}(p_{\text{вн}}) = Q_{\text{ж}}(p_{\text{вн}}) + V_{\text{гв}}(p_{\text{вн}}). \quad (2.41)$$

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ В КЛАПАННЫХ УЗЛАХ

Расчет максимального перепада давления $\Delta p_{\text{кл}}$, возникающего при движении откачиваемой продукции через клапанные узлы насоса, основывается на результатах работ А.М. Пирвердяна и Г.С. Степановой. В расчетах принято, что при наличии в потоке жидкости свободного газа в качестве расчетной используется максимальная абсолютная скорость течения смеси через отверстие седла клапана, а при откачке обводненной смеси не образуется высоковязкая эмульсия.

Расчет перепада давления $\Delta p_{\text{кл}}$ ведется в следующем порядке.

Расходы газожидкостной смеси через всасывающий $Q_{\text{см}}(p_{\text{п}})$ и нагнетательный $Q_{\text{см}}(p_{\text{вн}})$ клапаны определяют по формулам:

$$Q_{\text{кл вс}} = Q_{\text{см}}(p_{\text{пг}}); \quad (2.42)$$

$$Q_{\text{кл н}} = Q_{\text{см}}(p_{\text{вн}}). \quad (2.43)$$

Максимальная скорость движения продукции v_{max} в отверстии седла клапана с учетом неравномерности движения плунжера и соответствующее этой скорости число Рейнольдса $Re_{\text{кл}}$ определяются по формулам:

$$v_{\text{max}} = 4Q_{\text{кл}}/d_{\text{кл}}^2; \quad (2.44)$$

$$Re_{\text{кл}} = v_{\text{max}} d_{\text{кл}}/\nu_{\text{ж}}, \quad (2.45)$$

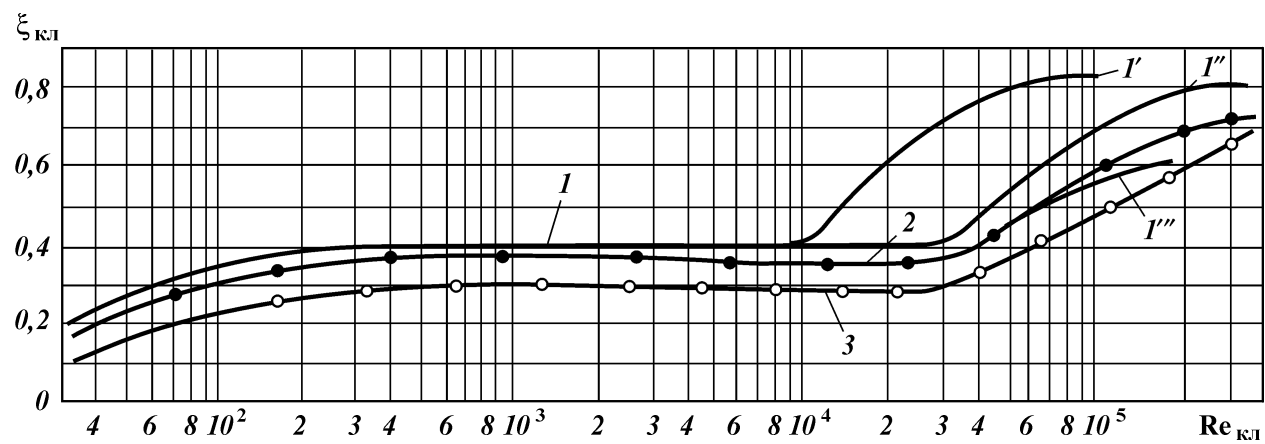


Рис. 2. 3. Зависимость коэффициента расхода клапана $\xi_{\text{кл}}$ от числа Рейнольдса $\text{Re}_{\text{кл}}$:
 1 – с одним шариком и с окнами; $l' - d_{\text{кл}} = 14$ мм; $l'' - d_{\text{кл}} = 25$ мм; $l''' - d_{\text{кл}} = 30$ мм; 2 – с одним шариком и со стаканом; 3 – с двумя шариками

где $d_{\text{кл}}$ – диаметр отверстия в седле клапана, м; $\nu_{\text{ж}}$ – кинематическая вязкость жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$.

Выбирают значение кинематической вязкости того компонента смеси, содержание которого в откачиваемой продукции наибольшее.

По графикам (рис. 2.3) определяют коэффициент расхода клапана $\xi_{\text{кл}}$ в зависимости от числа Рейнольдса.

Перепад давления в клапане рассчитывают по формуле

$$\Delta p_{\text{кл}} = v_{\text{max}}^2 \rho_{\text{жд}} / 2 \xi_{\text{кл}}^2, \quad (2.46)$$

где $\rho_{\text{жд}}$ – плотность дегазированной жидкости,

$$\rho_{\text{жд}} = \rho_{\text{нд}}(1 - n_{\text{нв}}) + \rho_{\text{в}} n_{\text{в}}. \quad (2.47)$$

Затем определяют давление в цилиндре насоса при всасывании и нагнетании

$$p_{\text{вс ц}} = p_{\text{п}} - \Delta p_{\text{кл вс}}; \quad (2.48)$$

$$p_{\text{н ц}} = p_{\text{вн}} + \Delta p_{\text{кл}}. \quad (2.49)$$

РАСЧЕТ УТЕЧЕК В ЗАЗОРЕ ПЛУНЖЕРНОЙ ПАРЫ

На стадии проектирования штанговой насосной установки, когда режим откачки неизвестен, утечки $q_{\text{ут}}$ в зазоре плунжерной пары нового насоса рассчитывают по формуле А.И. Пирвердяна

$$q_{\text{ут}} = 0,262(1 + 1,5 C_{\text{э}}^2) \frac{d_{\text{п}} \delta^3 (\delta_{\text{аи}} - \delta_{\text{ан о}})}{\rho_{\text{ж}} \nu_{\text{ж}} l_{\text{п}}}, \quad (2.50)$$

где $C_{\text{э}}$ – относительный эксцентриситет расположения плунжера в цилиндре, т.е. отношение расстояния между их центрами к величине δ ($0 \leq C_{\text{э}} \leq 1$); $\rho_{\text{ж}}$, $\nu_{\text{ж}}$ – соответственно плотность и кинематическая вязкость откачиваемой жидкости; $l_{\text{п}}$ – длина плунжера, м; δ – зазор между плунжером и цилиндром при их концентричном расположении, м.

Формула (2.50) справедлива для ламинарного режима течения жидкости в зазоре, причем условие сохранения этого режима имеет следующий вид:

$$R_{\text{е}} = \frac{q_{\text{до}}}{\pi d_{\text{п}} \nu_{\text{ж}}} \leq R_{\text{крит}} = 10^3, \quad (2.51)$$

где $R_{\text{кр}}$ – критическое значение числа Рейнольдса.

При турбулентном режиме течения жидкости в зазоре утечки приближенно можно определить по формуле

$$q_{\text{до}} = 4,7 \pi d_{\text{г}} [\delta^3 (\delta_{\text{дг}} - \delta_{\text{дн}}) / (l_{\text{г}} \rho_{\text{ж}})]^{2/7} \frac{1}{\nu^{1/7}}. \quad (2.52)$$

После выбора режима откачки, когда известны длина хода плунжера $S_{\text{пл}}$ и число двойных ходов плунжера в секунду n , можно определить уточненный объем утечек по следующей формуле:

$$q'_{\text{до}} = q_{\text{до}} - 1,57 \delta d_{\text{г}} S_{\text{г}} n. \quad (2.53)$$

РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА НАПОЛНЕНИЯ СКВАЖИННОГО НАСОСА

Влияние свободного газа, поступающего в цилиндр насоса на его подачу, оценивают коэффициентом наполнения

$$\alpha_{\text{н}} = V_{\text{ж}}(p_{\text{п}}) / V, \quad (2.54)$$

где $V_{\text{ж}}(p_{\text{п}})$ – объем жидкости, поступающей в цилиндр насоса из скважины в течение хода всасывания при давлении $p_{\text{п}}$; V – объем, описываемый плунжером при всасывании, причем $V = F_{\text{п}} S_{\text{п}}$; $F_{\text{п}}$ – площадь плунжера; $S_{\text{п}}$ – длина хода плунжера.

Наиболее полная расчетная схема процессов, протекающих в цилиндре скважинного насоса, разработана М.М. Глоговским и И.И. Дунюшкиным. Она включает шесть предельных случаев изменения характеристик газожидкостной смеси в цилиндре при работе насоса в зависимости от предполагаемого течения процессов фазовых переходов и сегрегации фаз.

Расчет коэффициента наполнения в соответствии с этой схемой рекомендуется выполнять в следующем порядке.

1. При $p_{\text{вс ц}} \geq p_{\text{нас}}$ свободный газ в цилиндре насоса отсутствует и коэффициент наполнения

$$\alpha_{\text{н}} = 1 - l_{\text{ут}}, \quad (2.55)$$

где

$$l_{\text{ут}} = q_{\text{ут}} / [2Q_{\text{ж}}(p_{\text{нас}})]. \quad (2.56)$$

Множитель 2 в формуле (2.56) обусловлен тем, что утечка жидкости в зазоре плунжерной пары происходит только при ходе плунжера вверх, т.е. в течение половины времени работы насоса.

2. При $p_{\text{вс ц}} < p'_{\text{нас}}$, где $p'_{\text{нас}}$ – давление насыщения, определенное с учетом сепарации газа у приема насоса, в цилиндре насоса в течение по крайней мере части хода всасывания имеется свободный газ.

В общем случае зависимость для расчета коэффициента наполнения α_n имеет следующий вид для $i = 1, \dots, 5$:

$$\alpha_n = (1 - l_{\text{ут}}) / (1 + R) - \delta\alpha_i; \quad (2.57)$$

где

$$l_{\text{ут}} = q_{\text{ут}} / [2Q_{\text{см}}(p_{\text{вс ц}})]; \quad (2.58)$$

$$R = V_{\text{г св}}(p_{\text{вс ц}}) / [Q_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}})]; \quad (2.59)$$

$$\delta\alpha_i = m_{\text{вр}} K_{\alpha_i} / (1 + R), \quad (2.60)$$

где $m_{\text{вр}}$ – отношение объема вредного пространства насоса к объему, описываемому плунжером; K_{α_i} – коэффициент, зависящий от характера фазовых переходов и сегрегационных процессов.

Далее рассмотрены возможные предельные варианты поведения газожидкостной смеси в цилиндре насоса при его работе.

При $i = 1$ процесс растворения газа неравновесный, т.е. растворимостью газа в нефти при увеличении давления в цилиндре от $p_{\text{вс ц}}$ до $p_{\text{н ц}}$ можно пренебречь. Скорость сегрегации фаз такова, что к концу хода плунжера вниз вредное пространство насоса заполнено только жидкостью.

При $K_{\alpha_1} = 0$ и $\delta\alpha_1 = 1$

$$\alpha_{n1} = (1 - l_{\text{ут}}) / (1 + R). \quad (2.61)$$

Величина α_{n1} определяет верхнюю границу значений коэффициента наполнения, когда снижение объемной подачи насоса по жидкости обусловлено только наличием свободного газа в откачиваемой газожидкостной смеси.

При $i = 2$ процесс растворения газа неравновесный. Одновременно отсутствует сегрегация фаз, т.е. нефть, свободный газ и вода равномерно распределены в объеме цилиндра насоса.

В этом случае

$$K_{\alpha_2} = (1 + R) / [1 + R(p_{\text{вс ц}}) / p_{\text{н ц}}] - 1. \quad (2.62)$$

При $i = 3$ процессы растворения и выделения газа равновесные, т.е. количество растворенного в нефти газа при произвольном давлении в цилиндре p определяется зависимостью (2.20) и сегрегация фаз отсутствует. В этом случае при $p_{нц} \geq p_{нас}$ к моменту открытия нагнетательного клапана весь газ растворится в нефти и коэффициент $K_{\alpha 3}$ определится по формуле

$$K_{\alpha 3} = b_{ж}(p_{всц})[1 + R/(1 - n_b)]/[b_{ж}(p_{нас})] - 1. \quad (2.63)$$

Случай, когда $i = 4$ соответствует условию $l_{yt} = 0$; $n_b = 0$; $b_{ж}(p) = 1$. Поэтому для расчета $\alpha_{н4}$ получим общеизвестную формулу

$$\alpha_{н4} = (1 - m_{вр}R)/(1 + R). \quad (2.64)$$

Если $i = 5$, а $p_{нц} > p_{нас}$, то это означает, что за время нагнетания не весь свободный газ растворился в нефти. В этом случае

$$\alpha_{i5} = \frac{1 + R}{\frac{b_{ж}(p_{i\phi})}{b_{ж}(p_{ан\phi})} + R \frac{p_{ан\phi}}{p'_{iан}} [\tilde{A}_0(p_{i\phi}) - \tilde{A}_0(p_{ан\phi})] \frac{(1 - n_a)p_0}{b_{ж}(p_{ан\phi})p_{i\phi}}} - 1. \quad (2.65)$$

Ранее рассмотрены предельные случаи поведения газожидкостной смеси. Однако реальные процессы, протекающие в цилиндре насоса, им редко соответствуют.

Верхней границей для всех возможных случаев будет значение $\alpha_{н1}$, а нижняя граница будет изменяться в зависимости от того, к какому процессу – равновесному или неравновесному будет ближе реальное поведение газожидкостной смеси в насосе. Для каждого из рассмотренных случаев можно определить средний вероятный коэффициент наполнения $\alpha_{ни}$, а также максимальное абсолютное отклонение δ_i реального коэффициента от вероятного среднего

$$\alpha_{ни} = 0,5(\alpha_{н1} + \alpha_{ни}); \quad (2.66)$$

$$\delta_i = \pm 0,5\beta_{\alpha_i}. \quad (2.67)$$

РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА УСАДКИ НЕФТИ

Расчет коэффициента, учитывающего уменьшение объема нефти при снижении давления от $p_{всц}$ до давления в сепарирующем устройстве за счет выделения растворенного газа, производится по формуле

$$\alpha_{p \Gamma} = 1 - [b_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}}) - 1](1 - n_{\text{в}})/[b_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}})]. \quad (2.68)$$

РАСЧЕТ ТРЕБУЕМОЙ ПОДАЧИ НАСОСА И СКОРОСТИ ОТКАЧКИ

Подача насоса $Q_{\text{т н}}$ для обеспечения запланированного отбора жидкости при расчетном значении коэффициента наполнения определяется по формуле

$$Q_{\text{т н}} = Q_{\text{ж}}(p_{\text{вс ц}})/\alpha_{\text{н}}. \quad (2.69)$$

С другой стороны, требуемая подача насоса

$$Q_{\text{т н}} = F_{\text{п}} S_{\text{п}} n. \quad (2.70)$$

При известном диаметре насоса необходимая скорость откачки

$$S_{\text{п}} n = Q_{\text{т н}}/F_{\text{п}}. \quad (2.71)$$

Затем, задаваясь одним из сомножителей ($S_{\text{п}} n$), можно вычислить второй.

РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ХОДА ПЛУНЖЕРА И ДЛИНЫ ХОДА ПОЛИРОВАННОГО ШТОКА

При работе насоса колонны штанг и труб периодически подвергаются упругим деформациям от веса жидкости, действующей на плунжер. Кроме того, на колонну штанг действуют динамические нагрузки и силы трения, вследствие чего длина хода плунжера может существенно отличаться от длины хода полированного штока.

Силы, действующие на узлы ШСНУ, принято делить на статические и динамические по критерию динамического подобия (критерий Коши)

$$\mu_{\text{д}} = \omega L_{\text{н}}/a, \quad (2.72)$$

где $a = 4900$ – скорость звука в штанговой колонне, м/с; $\omega = 2\pi n$ – частота вращения вала кривошипа, с^{-1} .

При $\mu_{\text{д}} \leq 0,4$ режим работы установки считается статическим, а при $\mu_{\text{д}} > 0,4$ режим работы – динамическим.

Для статических режимов силы инерции не оказывают практического влияния на длину хода плунжера, и длину хода полированного штока вычисляют по следующей формуле:

$$S_{\text{ш}} = S_{\text{п}} - \lambda, \quad (2.73)$$

где

$$\lambda = \lambda_{\text{шт}} + \lambda_{\text{тр}} - \quad (2.74)$$

сумма упругих деформаций штанг $\lambda_{\text{шт}}$ и труб $\lambda_{\text{тр}}$, вызванных действием нагрузки от веса жидкости в НКТ. Они вычисляются по следующим формулам:

$$\lambda_{\text{шт}} = \left[\sum_{i=1}^n (\epsilon_i / f_{\text{шт}i}) \right] (p_{\text{дн}} - p_{\text{ан}}) F_{\text{шт}} L_i / A; \quad (2.75)$$

$$\lambda_{\text{тр}} = (p_{\text{дн}} - p_{\text{ан}}) F_{\text{тр}} L_i / A f'_{\text{тр}}, \quad (2.76)$$

где ϵ_i – доля длины штанг с площадью поперечного сечения $f_{\text{шт}i}$ в общей длине штанговой колонны $L_{\text{шт}}$; $f'_{\text{тр}}$ – площадь поперечного сечения по телу подъемных труб, м²; E – модуль упругости материала штанг (для стали $E = 2 \cdot 10^5$ МПа).

Если колонна насосно-компрессорных труб заякорена у насоса, то $\lambda_{\text{тр}} = 0$.

При динамическом режиме работы длину хода полированного штока можно определить по следующим формулам.

Формула АзНИПИнефти

$$S = (S_{\text{п}} + \lambda) / [1 + m(\mu_{\text{д}})^2 / 2], \quad (2.77)$$

где m – коэффициент, учитывающий влияние силы инерции массы столба жидкости на упругие деформации штанг. Коэффициент m , рассчитанный А.Н. Адониным, имеет следующие значения:

Условный диаметр насоса, мм	43	55	68	93
Коэффициент m	1	1,5	2,0	3,0

Формула (2.77) справедлива при $\mu_{\text{д}} \leq 0,5$ для двухступенчатой колонны штанг, учитывает вынужденные колебания последней и имеет вид

$$S = (S_{\text{п}} + \lambda) [\cos \mu_{\text{д}1} \cdot \cos \mu_{\text{д}2} - \sin \mu_{\text{д}1} \cdot \sin \mu_{\text{д}2} f_{\text{шт}2} / f_{\text{шт}1}], \quad (2.78)$$

где $\mu_{\text{д}1} = \omega l_{\text{шт}1} / d$; $\mu_{\text{д}2} = \omega l_{\text{шт}2} / d$. Здесь $l_{\text{шт}1}$, $l_{\text{шт}2}$ – длина ступеней колонны штанг с площадями поперечного сечения $f_{\text{шт}1}$ и $f_{\text{шт}2}$ соответственно.

Для частного случая колонны штанг постоянного сечения (т.е. одноступенчатой) формула (2.78) переходит в формулу Л.С. Лейбензона

$$S_{\text{шт}} = (S_{\text{п}} + \lambda) \cdot \cos \mu_{\text{д}}. \quad (2.79)$$

Формулы (2.78), (2.79) могут применяться для $0,2 \leq \mu_d \leq 1,1$.

При расчете упругих деформаций ступенчатой колонны штанг необходимо изменить значение скорости звука a , входящее в зависимость (2.72). Для одноразмерной колонны штанг $a = 4600$ м/с, для двухступенчатой $a = 4900$ м/с, а для трехступенчатой $a = 5300$ м/с.

Все приведенные формулы не учитывают влияния гидродинамического трения на ход плунжера. Этого недостатка лишена формула А.С. Вирновского

$$S = (S_i + \lambda) \sqrt{\cos^2 \mu_a + \operatorname{sh}^2(hL_i / a)}, \quad (2.80)$$

где h – константа трения, равная $0,2 \div 1,0 \text{ с}^{-1}$.

РАСЧЕТ НАПРЯЖЕНИЙ В ШТАНГАХ

Усилия и напряжения, действующие в произвольном поперечном сечении штанговой колонны, изменяются циклически. Для характеристики цикла изменения напряжения используются следующие величины:

а) максимальное напряжение цикла

$$\sigma_{\max} = G_{\max i} / f_{\text{ш}}; \quad (2.81)$$

б) минимальное напряжение цикла

$$\sigma_{\min} = G_{\min i} / f_{\text{ш}}; \quad (2.82)$$

в) амплитудное и среднее напряжения

$$\sigma_a = (\sigma_{\max} - \sigma_{\min}) / 2; \quad \sigma_{\text{ср}} = (\sigma_{\max} + \sigma_{\min}) / 2. \quad (2.83)$$

В формулах (2.81)–(2.83) величина i означает, что напряжения рассчитываются для произвольных точек по длине колонны штанг.

При работе штанговых колонн цикл изменения напряжения в произвольном поперечном сечении, как правило, несимметричен, т.е. $\sigma_a \neq 0$. В этом случае надежность работы колонны определяют не только максимальным напряжением, но и амплитудой его изменения.

В качестве единой характеристики цикла изменения напряжения используется условная величина – приведенное напряжение цикла $\sigma_{\text{пр}}$, для расчета которого в штангах насосных установок можно использовать одну из следующих формул:

И.А. Одинг

$$\sigma_{\text{доп}} = \sqrt{\sigma_{\text{max}} \sigma_a}; \quad (2.84)$$

Таблица 2.7

Предельно допускаемые приведенные напряжения, МПа

Группа насосов*	Марка стали	Термообработка	Для формул	
			(2.84)	(2.85)
I	40	Нормализация	70	57
I	20НМ	«	90	74
I	40	Закалка ТВЧ	120	98
II	40	«	100	82
I	20НМ	«	130	106
II	20НМ	«	110	90

* Группа насосов I – диаметры 28, 32, 38, 43 мм; группа насосов II – диаметры 55, 68, 93 мм.

М.П. Марковца

$$\sigma_{\text{пр M}} = \sigma_a + 0,2\sigma_{\text{ср}}; \quad (2.85)$$

формулу, полученную на основе модифицированной диаграммы Д. Гудмена,

$$\sigma_{\text{пр Г}} = \sigma_{\text{max}} - 0,56\sigma_{\text{min}}. \quad (2.86)$$

Следует отметить, что использование последних двух формул позволяет разработать достаточно простые методики расчета конструкции штанговой колонны.

При расчете конструкций штанговых колонн используются предельно допускаемые значения приведенного напряжения для штанг различных марок (табл. 2.7).

УТОЧНЕННЫЙ РАСЧЕТ КОНСТРУКЦИИ ШТАНГОВОЙ КОЛОННЫ

Уточненный расчет колонны штанг производится по аналитическим зависимостям. Для этой цели в условиях ОАО «Оренбургнефть» используется методика б. ГАНГ, в которой учтено влияние на прочность колонны статических и динамических нагрузок, сил сопротивления, сосредоточенных у плунжера, и силы гидродинамического трения.

Расчет ведется исходя из условий обеспечения:

усталостной прочности во всех поперечных сечениях колонны

$$\sigma_{\text{при}} \leq [\sigma_{\text{пр}}]; \quad (2.87)$$

равнопрочности ступеней, т.е. равенства приведенных напряжений в наиболее нагруженных сечениях каждой ступени

$$\sigma_{\text{прI}} = \sigma_{\text{прII}} = \sigma_{\text{прIII}}, \quad (2.88)$$

где I, II, III – индексы, относящиеся к верхним сечениям соответствующих ступеней колонны штанг.

Расчет по методике 6. ГАНГ выполняют в следующем порядке.

Для заданного диаметра НКТ и предварительно выбранной конструкции колонны штанг вычисляют по формулам:

нагрузку на плунжер от веса жидкости

$$G_{\text{ж}} = (p_{\text{вн}} - p_{\text{вс}})F_{\text{пл}}; \quad (2.89)$$

коэффициент плавучести штанг

$$K_{\text{арх}} = (\rho_{\text{шт}} - \rho_{\text{см}})/\rho_{\text{шт}}; \quad (2.90)$$

а также следующие вспомогательные коэффициенты:

$$M_{\text{муфт}} = 0,032 / [\ln m(m_{\text{м}}^2 + 1)(m_{\text{м}}^2 - 1) - 1]; \quad (2.91)$$

$$m_{\text{в}} = S_{\text{ш}}n^2/1440; \quad (2.92)$$

$$m_{\text{н}} = S_{\text{ш}}n^2/1790; \quad (2.93)$$

$$M_{\text{шт}} = 1 / [(m^2 + 1) \ln(m/m^2 - 1) - 1]; \quad (2.94)$$

$$M = 0,2K_{\text{арх}} + 0,6m_{\text{в}} + 0,4m_{\text{н}}; \quad (2.95)$$

$$m_{\text{м}} = d_{\text{тв}}/d_{\text{м}}. \quad (2.96)$$

Здесь $M_{\text{муфт}}$, $m_{\text{в}}$, $m_{\text{н}}$, $M_{\text{шт}}$, M , $m_{\text{м}}$ – вспомогательные коэффициенты, используемые при расчете нагрузок на головку балансира станка-качалки; $d_{\text{тв}}$, $d_{\text{м}}$ – соответственно внутренний диаметр НКТ и наружный диаметр штанговой муфты.

Условия использования одноступенчатой колонны следующие.

1. Обеспечение движения штанг вниз без зависания:

$$G_{\text{ш}} \geq G_{\text{тр г}} + G_{\text{кл н}} + G_{\text{тр пл}}, \quad (2.97)$$

причем $G_{\text{ш}}$, $G_{\text{тр г}}$, $G_{\text{кл н}}$ и $G_{\text{тр пл}}$ предварительно рассчитывают по соответствующим формулам.

2. Обеспечение усталостной прочности

$$\sigma_{\text{пр}i} \leq [\sigma_{\text{пр}}], \quad (2.98)$$

причем $\sigma_{\text{пр}}$ определяют по формуле М.П. Марковца, а $[\sigma_{\text{пр}}]$ выбирают из табл. 2.7.

Если вследствие больших сил трения оказывается невозможным обеспечить нормальный ход вниз, то следует проверить условие (2.97) для штанг большего диаметра. Если же не выполняется условие обеспечения прочности, то рассчитывают равнопрочную

двухступенчатую колонну штанг, задаваясь диаметрами штанг каждой из ступеней.

Затем длину первой от плунжера ступени определяют по следующей зависимости

$$l_1 = \frac{f_{\text{ш}1} (q_{\text{ш}2} \dot{l} + G_{\text{дд} \text{ ш}2}) L_i - 0,6 (G_{\text{ш}} + G_{\text{ш}}) \Delta f_{\text{ш}}}{(q_{\text{ш}2} \dot{l} + G_{\text{дд} \text{ ш}2}) f_{\text{ш}1} + (q_{\text{ш}1} \dot{l} + G_{\text{дд} \text{ ш}1}) \Delta f_{\text{ш}}}, \quad (2.99)$$

здесь $f_{\text{ш}i}$, $q_{\text{ш}i}$, $G_{\text{тр} \text{ ги}}$ – характеристики штанг i -й ступени соответственно: площадь поперечного сечения штанг, вес 1 м штанг, сила гидродинамического трения штанги на длине 1 м; $\Delta f_{\text{ш}} = f_{\text{ш}(i+1)} - f_{\text{ш}i}$; $G_{\text{тр} \text{ ги}} = 2\pi^2 v_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} S n (M_{\text{ш}i} + M_{\text{м}i})$; $v_{\text{ж}}$, $\rho_{\text{ж}}$ – соответственно кинематическая вязкость и плотность жидкости.

Длина утяжеленных штанг $l_{\text{тш}}$, используемых для предотвращения предельного изгиба нижней части штанговой колонны,

$$l_{\text{тш}} = G_{\text{тш}} / q_{\text{тш}}, \quad (2.100)$$

где $G_{\text{тш}} = G_{\text{клн}} + G_{\text{трпл}}$; $q'_{\text{тш}}$ – вес 1 м утяжеленных штанг в жидкости, в качестве которых можно применять штанги диаметром 25 мм.

Длина второй ступени

$$l_2 = L_{\text{н}} - l_1 - l_{\text{тш}}. \quad (2.101)$$

Полученную конструкцию проверяют по условиям (2.87) и (2.88). Если они не выполняются, то рассчитывают двухступенчатую колонну из штанг большего диаметра.

Из штанг серийно выпускаемых типоразмеров могут быть скомпонованы две конструкции трехступенчатой колонны 16×19×22 и 19×22×25 мм.

Длины ступеней трехступенчатой колонны рассчитывают по следующим формулам без учета гидродинамического трения штанг:

$$l_1 = \frac{f_{\text{ш}1} q_{\text{ш}2} q_{\text{ш}3} L_i - \dot{A}_1 \Delta q_2 - \dot{A}_2 q_{\text{ш}2}}{f_{\text{ш}2} q_{\text{ш}1} q_{\text{ш}2} + f_{\text{ш}1} q_{\text{ш}2} + \Delta q_{\text{ш}2} \Delta f_{\text{ш}} q_{\text{ш}1}}; \quad (2.102)$$

$$l_2 = (\Delta f_{\text{ш}} q_{\text{ш}1} l_1 + A_1) / (f_{\text{ш}2} q_{\text{ш}2}); \quad (2.103)$$

$$l_3 = L_{\text{н}} - (l_1 + l_2), \quad (2.104)$$

где

$$\Delta q_2 = q_{\text{ш}2} - q_{\text{ш}1}; \Delta q_3 = q_{\text{ш}3} - q_{\text{ш}1}; \quad (2.105)$$

$$A_1 = 0,6(G_{\text{ж}} + p_{\text{тш}})\Delta f_{\text{ш}}/M; \quad (2.106)$$

$$A_2 = 0,6(G_{\text{ж}} + p_{\text{тш}})(f_{\text{ш3}} - f_{\text{ш1}})/M. \quad (2.107)$$

Если достаточная усталостная прочность не обеспечивается ни одной из конструкций колонны из штанг данной марки, то необходимо расчеты повторить для штанг с более высоким пределом усталостной прочности.

Описанную методику целесообразно использовать для условий эксплуатации нормальных скважин, а также скважин с продукцией повышенной вязкости.

После выбора конструкции штанговой колонны уточняют потери хода плунжера от упругих деформаций штанг $\lambda_{\text{шт}}$ и труб $\lambda_{\text{тр}}$, длину хода полированного штока S и число качаний n , а также экстремальные нагрузки в точке подвеса штанг по соответствующим формулам.

В заключение рассчитывают коэффициент подачи насосной установки по формуле

$$\alpha = \alpha_{\text{н}} \alpha_{\text{р г}} \alpha_{\text{л}}. \quad (2.108)$$

ВЫБОР СТАНКА-КАЧАЛКИ

Выбор станка-качалки сводится к расчету максимального крутящего момента на валу редуктора и выбору типоразмера станка-качалки.

Максимальный крутящий момент на кривошипном валу редуктора можно рассчитать по эмпирической формуле Р.А. Рамазанова:

$$M_{\text{кр}} = 300S + 0,236S_{\text{ш}}(G_{\text{max}} - G_{\text{min}}). \quad (2.109)$$

Станок-качалку подбирают таким образом, чтобы его паспортные характеристики по максимальным нагрузкам в точке подвеса штанг, крутящему моменту на кривошипном валу редуктора и скорости откачки превышали расчетные значения соответствующих показателей для планируемого режима или возможного диапазона режимов эксплуатации скважины.

ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТА ЭКСПЛУАТАЦИИ ШСНУ

Вероятную частоту обрывов штанговой колонны, вызванных усталостным разрушением материала штанг для средних по глубине спуска и числу качаний режимов эксплуатации, можно оценить по эмпирической формуле А.С. Вирновского

$$B = C_{\text{п}} \left(\frac{d_{\text{ш}}}{d_{\text{п}}} \right)^{3,27 K + 0,13} \left(\frac{L_{\text{ш}}}{1000} \right)^{2K+1}, \quad (2.110)$$

где B – вероятное число обрывов штанг в год; $C_{\text{п}}$, K – числовые коэффициенты, зависящие от усталостной прочности материала штанг и свойств откачиваемой жидкости; $d_{\text{п}}$, $d_{\text{ш}}$ – диаметры плунжера и штанг соответственно.

При статистической обработке фактических данных было установлено, что K для штанг из углеродистой стали, работающих в неосложненных условиях эксплуатации, изменяется в пределах 0,75–1,0, а $C_{\text{п}} = 0,533$.

Для больших глубин и высоких чисел качаний, а также при откачке коррозионно-активных жидкостей коэффициент $K > 1$ и даже $K = 2$.

Для месторождений, сходных по условиям эксплуатации с девонскими месторождениями Башкортостана, можно использовать следующую эмпирическую формулу:

$$B = 0,012^{(b-1)} a (9,8 \sigma_{\text{пр м}})^b / \{[\sigma_{\text{пр}}] - \sigma_{\text{пр м}}\}^{9,8}, \quad (2.111)$$

где a , b – числовые коэффициенты, зависящие от диаметра плунжера:

Диаметр насоса D , мм	28	32	38	43	55	68	93
a	0,32	0,36	0,30	0,43	0,29	0,29	0,37
b	1,52	2,48	1,41	1,37	1,64	1,65	2,00

Значения приведенных напряжений, подставляемые в формулу (2.111), должны иметь размерность мегапаскаль (МПа).

Зависимость (2.111) более удобна для использования и сравнения различных режимов работы ШСНУ, чем формула А.С. Вирновского, так как $\sigma_{\text{пр}}$ является обобщенным показателем, зависящим от основных параметров режима откачки, глубины спуска, диаметра насоса и конструкции штанговой колонны. Формула (2.111) обеспечивает приемлемую точность при $\sigma_{\text{пр м}} \leq 60\div 70$ МПа.

После определения по одной из приведенных формул вероятной частоты обрывов штанговой колонны B рассчитывают общее число ремонтов в год $N_{\text{рем}}$ для замены штанг, время простоя скважины $T_{\text{рем}}$, связанное с устранением обрыва штанг,

межремонтный период работы ШСНУ $T_{\text{мрп}}$ и коэффициент эксплуатации скважины $\eta_{\text{эк}}$ по следующим формулам:

$$N_{\text{рем}} = B + n_{\text{пр}}; \quad (2.112)$$

$$T_{\text{рем}} = t_{\text{р1}}B + t_{\text{р2}}N_{\text{рем}} + t_{\text{ож}}N_{\text{рем}}; \quad (2.113)$$

$$T_{\text{мрп}} = (T_{\text{к}} - T_{\text{рем}}) / N_{\text{рем}}; \quad (2.114)$$

$$\eta_{\text{эк}} = 1 - (T_{\text{рем}} + t_{\text{орг}}) / T_{\text{к}}, \quad (2.115)$$

где $n_{\text{пр}}$ – число подземных ремонтов скважин, не связанных с ликвидацией обрыва штанг, рем/год; $t_{\text{р1}}$, $t_{\text{р2}}$, $t_{\text{ож}}$ – время, затрачиваемое соответственно на ремонт по ликвидации обрыва штанг; на ремонт, не связанный с ликвидацией обрывов штанг; на ожидание ремонта, ч; $T_{\text{к}}$, $t_{\text{орг}}$, $T_{\text{рем}}$ – время соответственно календарное, простоя, связанное с ожиданием и проведением текущего подземного ремонта скважины.

Величины $n_{\text{пр}}$, $t_{\text{р1}}$, $t_{\text{р2}}$, $t_{\text{ож}}$, $t_{\text{орг}}$ определяют по фактическим отчетным материалам эксплуатации ШСНУ на данном объекте разработки или рассчитывают по нормативам.

На завершающем этапе проектирования (оптимизация) определяют годовой отбор нефти из скважины $Q_{\text{н год}}$ с учетом коэффициента эксплуатации

$$Q_{\text{н год}} = 365Q_{\text{ж год}} (1 - n_{\text{в}})\eta_{\text{эк}}. \quad (2.116)$$

РАСЧЕТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ШСНУ

Определить мощность $N_{\text{полн}}$, потребляемую электродвигателем, можно двумя способами.

Первый из них заключается в последовательном расчете всех составляющих баланса потребляемой мощности по формулам или номограммам. При этом создается возможность учесть реальные условия работы ШСНУ (например, повышенную вязкость откачиваемой жидкости, кривизну ствола и т.д.).

Второй способ – это оценка потребляемой мощности по эмпирическим формулам.

При применении первого из названных способов для расчета составляющих баланса потребляемой мощности используют следующие расчетные формулы:

полезная мощность

$$N_{\text{полз}} = (p_{\text{вн}} - p_{\text{пн}})Q_{\text{нд}} / (1 - n_{\text{в}}); \quad (2.116a)$$

потери мощности от утечек жидкости

$$\Delta N_{\text{о}} = 1 / \left[1 + \frac{q_{\text{оо}}(1 - n_{\text{а}})}{2Q_{\text{іа}}} \right]; \quad (2.117)$$

потери мощности в клапанных узлах

$$\Delta N_{\text{кл}} = Q_{\text{нд}}(\Delta p_{\text{кл вс}} + \Delta p_{\text{кл н}}) / (1 - n_{\text{в}}). \quad (2.118)$$

Мощности, расходуемые на преодоление механического $\Delta N_{\text{тр м}}$ и гидравлического трения $N_{\text{тр г}}$ штанг в трубах и трения плунжера в цилиндре $N_{\text{тр п}}$, соответственно рассчитывают по формулам:

$$\Delta N_{\text{тр м}} = 2G_{\text{шт}}Sn\alpha_{\text{max}}(G_{\text{ш}} + G_{\text{ж}}); \quad (2.119)$$

$$\Delta N_{\text{тр г}} = \pi^3(Sn)^2 v_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} L_{\text{н}} M_{\text{шт}}; \quad (2.120)$$

$$\Delta N_{\text{тр п}} = 2G_{\text{тр п}}Sn. \quad (2.121)$$

Общие затраты мощности в подземной части установки $N_{\text{п ч}}$ и КПД подземной части с учетом приведенных выше составляющих баланса мощности определяются по следующим формулам:

$$N_{\text{п ч}} = \frac{N_{\text{ііęc}}}{\eta_{\text{оо}}} + \Delta N_{\text{ее}} + \Delta N_{\text{оо і}} + \Delta N_{\text{оо а}} + \Delta N_{\text{оо і}}; \quad (2.122)$$

$$\eta_{\text{п ч}} = N_{\text{полз}} / N_{\text{п ч}}. \quad (2.123)$$

А.Н. Адонин рекомендует оценивать КПД подземной части установки следующей эмпирической формулой:

$$\eta_{\text{п ч}} = 0,85 - 2,1 \cdot 10^{-4}(Sn)^2, \quad (2.124)$$

полученной при обработке результатов исследований стендовой скважины.

Потери в наземном оборудовании, т.е. в станке-качалке и в электродвигателе, учитываются приближенно. Так, КПД электродвигателя $\eta_{\text{эд}}$ при циклической нагрузке изменяется от 0,65 до 0,88. КПД станка-качалки $\eta_{\text{ск}}$ при нагрузке в точке подвеса штанг, близкой к номинальной грузоподъемности, лежит в пределах 0,70–0,90 практически для всех типоразмеров.

Общий КПД ШСНУ и полную мощность, затрачиваемую на подъем жидкости, определяют по формулам:

$$\eta_{\text{ШСНУ}} = \eta_{\text{п}} \cdot \eta_{\text{ск}} \cdot \eta_{\text{эд}}; \quad (2.125)$$

$$N_{\text{полн}} = N_{\text{полз}} / \eta_{\text{ШСНУ}}. \quad (2.126)$$

Потребляемую мощность ШСНУ можно рассчитать и по методике Б.М. Плюща и В.С. Саркисяна, приведенной в специальной технической литературе.

2.3. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ С ПРИМЕНЕНИЕМ ШСНУ

К нормальным условиям относятся практически вертикальные скважины с небольшим газовым фактором и без заметного вредного воздействия газа на работу погружных насосов любых типов, без пескопроявлений, дающие нефть средней вязкости, без активной коррозии подземного оборудования, без существенных отложений неорганических солей и парафина.

При наличии же одного или нескольких из перечисленных факторов, усложняющих эксплуатацию, скважина переходит в другую, соответствующую усложненному фактору категорию: в наклонно направленные (горизонтальные), пескопроявляющие, с газопроявлениями, склонные к солеотложениям и т.д.

Наиболее значащими и усложняющими эксплуатацию ШСНУ факторами являются: большая кривизна ствола скважины, высокая вязкость откачиваемой жидкости (нефтегазоводяной смеси), наличие песка, образование отложений неорганических солей и парафина, вредное влияние попутного газа на работу штангового глубинного насоса.

В целях сохранения земельных и лесных угодий, а также из-за заболоченного и высокого уровня вод в период паводка и ряда других причин, затрудняющих эксплуатацию скважин, часто добывающие скважины располагают кустовым способом. В некоторых нефтедобывающих районах фонд наклонно направленных скважин составляет около 90 %. При этом обеспечиваются не только благоприятные условия обслуживания скважин, но и существенно снижаются затраты на разбуривание и сооружение промысловых коммуникаций. Однако эксплуатация наклонных скважин сопряжена с рядом осложнений, одними из которых являются высокая вязкость нефти ряда залежей ОАО «Оренбургнефть» и образование высоковязких водонефтяных эмульсий.

К высоковязким нефтям согласно [168] относятся нефти, вязкость которых в пластовых условиях превышает 30 мПа·с. Отмечается, что за пределами этой вязкости происходят осложнения при добыче нефти. Высоковязкие нефти подразделены на три группы. Первую группу составляют нефти вязкостью 30–100 мПа·с, вторую – 100–500 мПа·с и третью – свыше 500 мПа·с. Подавляющее число месторождений высоковязких нефтей Оренбуржья относятся к первой группе. Однако нефти ряда месторождений характеризуются достаточно высокой вязкостью или добыча нефти сопровождается образованием высоковязких эмульсий.

В настоящее время проблему подъема высоковязкой жидкости с помощью ШСНУ решают несколькими путями. Один из них – снижение вязкости жидкости в пласте, эксплуатационной колонне или в насосно-компрессорных трубах. Применяемые способы различны по техническому оформлению и могут быть разделены на две группы: подача в скважину химических реагентов – деэмульгаторов и растворителей и нагрев жидкости перед входом в насос.

Теоретические и практические аспекты применения деэмульгаторов рассмотрены в работах ряда авторов [33, 82–85, 157 и др.]. Подача деэмульгаторов в скважину применяется довольно эффективно в практике добычи нефти. Так, в УГНТУ разработаны и с положительным эффектом испытаны способы подачи химреагентов как в затрубное пространство скважины, так и непосредственно на прием штангового насоса. Для этой цели сконструирована целая серия дозаторов. Авторы указывают, что наиболее эффективной является подача химреагента непосредственно на прием штангового насоса.

Получили распространение способы, состоящие в механическом воздействии на структуру жидкости или нефти с целью ее разрушения. Такой метод разработан и применен в НГДУ «Туймазанефть» (Башкортостан) при эксплуатации скважин УЭЦН [85].

Во ВНИИнефти для этой цели использован «Шнек», монтируемый в хвостовике перед приемом глубинного штангового насоса. По данным авторов, применение этого устройства позволило увеличить производительность штангового насоса на 20 %.

Скважинные нагреватели применяли давно. Промышленность освоила специальный комплекс оборудования для прогрева скважин 1УС-1500. Основным узлом комплекса является электронагреватель ТЭН – трехфазная печь сопротивления, состоящая из U-образных или прямых трубчатых нагревательных

элементов и опускаемая в освобожденную от оборудования скважину на кабель-канате, где и выдерживается в течение определенного времени. Мощность нагревателя до 88 кВт, температура нагрева до 125 °С.

Разработан нагреватель для спуска в затрубное пространство диаметром 20 мм, мощностью 9,45 кВт, температурой нагрева до 125 °С и допустимым рабочим давлением среды 15 МПа.

В ТатНИПИнефти разработана серия скважинных электронагревателей индукционного типа, которые могут монтироваться на приеме или выкиде насоса и работать одновременно с ним.

Анализ отечественной и зарубежной техники и технологии для добычи вязких нефтей и водонефтяных эмульсий позволяет констатировать следующее.

Вязкие нефти и водонефтяные эмульсии многих нефтяных месторождений относятся к неньютоновским жидкостям, эффективная вязкость которых зависит от обводненности откачиваемой жидкости и режима их движения в трубах [33, 53, 56 и др.].

По данным М.Д. Валеева, при движении колонны штанг в среде жидкости вязкостью $7 \cdot 10^4$ мПа·с гидравлическое сопротивление достигает $15 \cdot 10^3$ Н. Эти данные получены при исследовании скважин Арланского нефтяного месторождения [168].

По данным Л.С.Каплана [82], коэффициент полезного действия ШСНУ при откачке высоковязких нефтей карбона и их смесей снижается до 0,18–0,15.

Технологические приемы, применяемые на ряде месторождений страны, в том числе и в ОАО «Оренбургнефть», не являются радикальными. Они сводятся в основном к уменьшению числа ходов полированного штока, увеличению длины хода и росту диаметров насосов, труб и штанг.

Между тем в ОАО «Оренбургнефть» и других нефтяных регионах получили применение технологии и техника, которые существенно улучшают показатели эксплуатации скважин при добыче высоковязких нефтей и водонефтяных эмульсий с помощью ШСНУ.

Ряд промысловых исследований по изысканию способов повышения эффективности добычи высоковязких нефтей выполнен на Тананьском месторождении. Нефть пласта Б₂ Тананьского месторождения обладает в поверхностных условиях повышенной вязкостью, которая колеблется в широких пределах и зависит от времени релаксации эмульсии:

Средняя глубина залегания продуктивных пластов, м	2789
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,2
Пористость пород, %	21
Проницаемость пород, мкм ²	0,144
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,2
Текущая обводненность добываемой жидкости, % (по массе)	68
Начальное пластовое давление, МПа	31,5
Текущее пластовое давление, МПа	29
Температура пласта, °С	51
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	899
Плотность дегазированной нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	931
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	32
Вязкость дегазированной нефти в поверхностных условиях, мПа·с	270–1000
Содержание, % (по массе):	
серы	3,08
парафина	6,4
смола	13
асфальтенов	9,7
Газовый фактор, м ³ /т	26,5
Относительная плотность газа по воздуху	1,085
Содержание сероводорода в газе, % (по массе)	Нет
Плотность пластовой воды, кг/м ³	1183
Объемный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении ...	1,07

Замеры ротационным вискозиметром через сутки после отбора пробы безводной нефти из скв. 275 позволили получить при градиенте скорости 27 с^{-1} данные о динамической вязкости нефти при различных температурах.

Температура, °С	10	20	30	40	50
Вязкость, мПа·с	493	258	140	100	67

С целью оценки значения температуры в зоне подвески штангового насоса и, следовательно, вязкости на приеме получены данные замеров температуры по стволу простаивающей скв. 1502 глубинным термографом:

Глубина спуска прибора, м	295	595	995	1195	1395	1695	2500	2600	2900
Температура, °С	12	16	20	22	24	28	49	51	55

Поскольку самая распространенная глубина спуска штанговых насосов на Тананыкском месторождении находится в пределах 1100–1300 м, то температура в области приема составит 21–23 °С, а вязкость жидкости на приеме изменяется в пределах 200–250 мПа·с. Это в 2 раза превышает предельно допустимое значение, регламентированное техническими условиями для серийных штанговых насосов.

Нефти ряда других месторождений Оренбургской области характеризуются высокой вязкостью.

В промысловых условиях объектов ОАО «Оренбургнефть» прошли испытания следующие способы повышения эффективности процессов добычи высоковязких нефтей и водонефтяных эмульсий.

1. Применение электронагревателей конструкций ТатНИПИнефти типов ЭНС-50 и НЭСИ-50-122.

2. Способ подъема высоковязкой нефти, предложенный ВНИИСПТнефтью.

3. Применение специальных насосов.

ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИННЫХ ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛЕЙ

Испытание электронагревателей проводилось в скважинах пласта Б₂ Тананыкского месторождения, характеризующихся вязкими нефтями, добыча которых штанговыми насосами без проведения дополнительных мероприятий практически невозможна.

Одним из методов уменьшения вязкости нефти является нагрев жидкости на приеме насоса. Для этой цели использовались электронагреватели типа НЭСИ-50-122, разработанные Тат-НИПИнефтью и изготовленные Бугульминским заводом РЭТО.

По результатам промысловых испытаний можно сделать следующие выводы:

электронагреватель в области его установки повышает температуру до 90 °С, что обеспечивает снижение вязкости жидкости, поступающей в насос, до 60 мПа·с, а это соответствует техническим условиям нормальной работы штангового насоса;

электронагреватель может быть размещен как ниже приема насоса, так и в любом интервале подъемника.

Однако конструкция нагревателя требует усовершенствования. В частности, необходимо повысить надежность узла токоввода, улучшить герметичность нагревателя, изменить конструкцию термодатчика. Для устранения эксплуатационных причин отказа необходимо при монтаже установок с нагревателями выполнять следующие требования:

комплектовать установки кабелем с более надежной изоляцией;
проводить ревизию и испытание на стенде-скважине установки перед вывозом на скважину;

поручать монтаж установки обученному персоналу.

ПОДЪЕМ ВЯЗКОЙ ЖИДКОСТИ ПО ЗАТРУБНОМУ ПРОСТРАНСТВУ СКВАЖИНЫ

Технология транспортировки нефти по затрубному пространству, предложенная во ВНИИСПТнефти, состояла в разбавлении высоковязкой нефти маловязким разбавителем с одновременной изоляцией движущейся колонны штанг от взаимодействия с добываемой жидкостью.

Это достигается применением следующей технологической схемы (рис. 2.4).

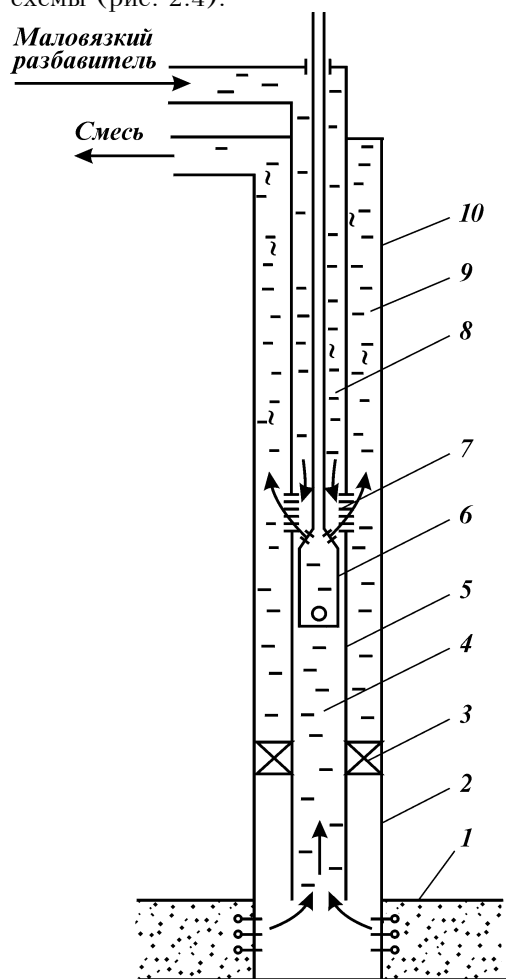


Рис. 2.4.
Принципиальная технологическая схема подъема высоковязкой нефти ВНИИСПТнефти:

1 — продуктивный пласт; 2 — обсадная колонна; 3 — пакер; 4 — скважинная жидкость; 5 — насосно-компрессорные трубы; 6 — штанговый насос; 7 — муфта с отверстиями; 8 — маловязкий разбавитель; 9 — смесь скважинной жидкости и разбавителя; 10 — колонна штанг

Штанговый насос 6 опускают в скважину на возможно большую глубину с целью исключения влияния газа на его работу. Затрубное пространство ниже приема насоса разобщается пакером 3, выше насоса монтируют муфту с отверстиями 7. В насосно-компрессорные трубы 5 насосом, установленным на поверхности, подается маловязкий разбавитель 8, которым может служить легкая нефть. Соотношение расходов разбавителя и скважинной жидкости подбирается по лабораторным исследованиям.

Выброс смеси производится через затрубное пространство.

Способ опробован на скважинах Тананыкского месторождения.

В результате испытаний промысловых экспериментов на указанном месторождении установлено:

способ технологически прост, конструкция устройства не сложна в осуществлении;

колонна штанг перемещается в среде маловязкой жидкости и, следовательно, воспринимает меньшие нагрузки от гидродинамического трения;

образовавшаяся смесь небольшой вязкости поднимается по затрубному пространству, живое сечение которого в 3 раза больше сечения НКТ. В связи с этим гидравлические потери на трение в подъемном канале также уменьшаются, что в целом ведет к увеличению продолжительности работы штанг между ремонтами;

существенным недостатком технологической схемы является смешивание высоковязкой нефти с разбавителем на выкиде насоса, а сам насос работает в среде вязкой нефти, что значительно уменьшает его подачу.

ШТАНГОВЫЕ НАСОСЫ ДЛЯ ПОДЪЕМА ВЯЗКОЙ НЕФТИ, РАЗРАБОТАННЫЕ В ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"

Учитывая несовершенство существующих технологических схем и оборудования для подъема на дневную поверхность высоковязких жидкостей, в НПУ ОАО «Оренбургнефть» разработали и внедрили несколько собственных конструкций оборудования.

Скважинный штанговый насос (рис. 2.5) так же, как и установка ВНИИСПТнефти, ориентирован на применение разбавителя. Принципиальным отличием конструкции является то, что разбавитель подается не на выкид насоса, а в область приема, и, следовательно, устраняется главный недостаток предыдущей конструкции: насос работает в среде смеси, т.е. в

жидкости небольшой вязкости [18]. Это достигнуто путем монтажа смесителя 4 под приемом насоса 5 и образования канала для гидравлической связи затрубного пространства с поднасосной областью (см. рис. 2.5).

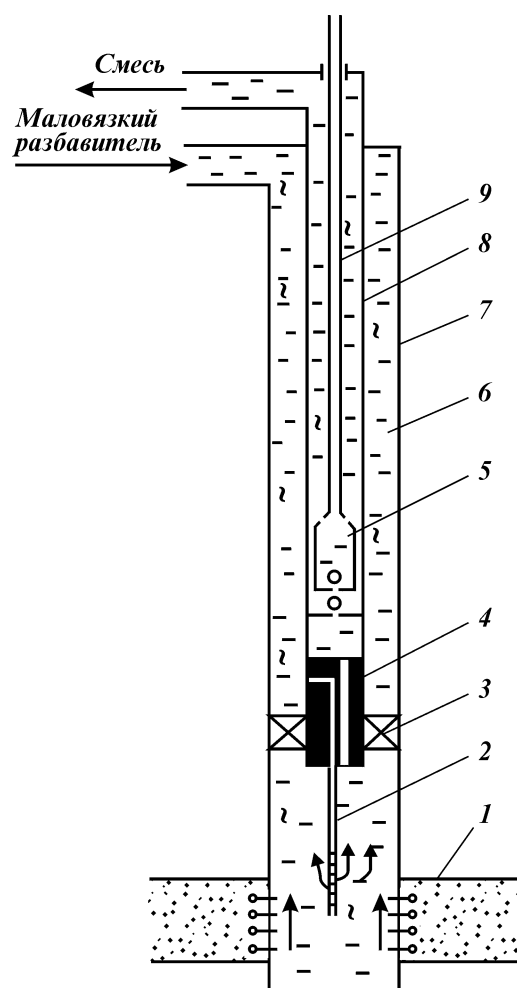
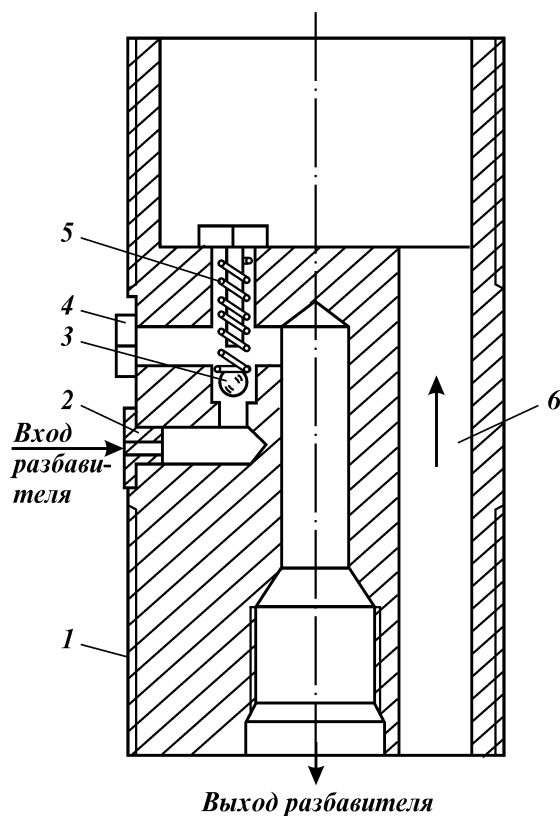


Рис. 2.5.
Принципиальная технологическая схема подачи высоковязкой жидкости с помощью ШГН, разработанная в ОАО "Оренбургнефть" [18]:

1 - продуктивный пласт;
2 - канал для подачи разбавителя; 3 - пакер; 4 - смеситель; 5 - ШГН; 6 - затрубное пространство; 7 - обсадная колонна; 8 - насосно-компрессорные трубы; 9 - колонна штанг

Разбавитель по этой схеме подается через затрубное пространство, а смесь скважинной жидкости и разбавителя поднимается по НКТ.

**Рис. 2.6. Схема
смесителя
разбавителя с
высоковязкой
скважинной
жидкостью:**
1 – корпус; 2 –
штуцер; 3 – клапан; 4
– пробка; 5 –
пружина клапана; 6 –
приемный
канал насоса



Одним из основных элементов рассматриваемой схемы является смеситель специальной конструкции. Смеситель (рис. 2.6) представляет собой систему каналов, через которые разбавитель подается в область приема насоса, а его смесь с высоковязкой жидкостью поступает в насос. Дозировка разбавителя в скважину регулируется уровнем жидкости в затрубном пространстве и изменением диаметра отверстия в штуцере 2. Клапан 5 смесителя позволяет закрыть затрубное пространство при проведении различных технологических операций, например промывок через НКТ.

Возможность снижения вязкости высоковязкой жидкости путем смешивания ее с менее вязкой нефтью была экспериментально подтверждена в промысловых условиях на Тананыкском месторождении в скв. 275, эксплуатирующей пласт Б₂. В эту скважину подавалась легкая нефть скв. 281,

Таблица 2.8

Динамика вязкости (в мПа·с) смеси нефтей пластов Б₂ и Т₁ Тананыкского месторождения при различных температурах

Температура, °С	Соотношения объемов нефтей пластов Т ₁ /Б ₂ , %						
	10 : 90	20 : 80	40 : 60	50 : 50	60 : 40	70 : 30	80 : 20
10	258	114	89	57	43	31	31
20	175	100	83	54	42	31	31
30	132	83	72	52	40	31	31
40	100	54	54	43	31	31	31
50	72	53	43	32	31	31	31

работающей из пласта Т₁, в пропорциях, оптимальные значения которых получены в результате лабораторных исследований (табл. 2.8).

Поскольку из ряда скважин пласта Б₂ Тананыкского месторождения добывается водонефтяная эмульсия, было решено оценить ее вязкость при смешивании с нефтью пласта Т₁ при водосодержании, равном 30 %.

Получено, что при температуре 20 °С и вязкости исходной эмульсии пласта Б₂ 774 мПа·с добавка легкой нефти пласта Т₁ приводит к снижению вязкости до следующих значений: при добавлении 30 % (по объему) – до 100 мПа·с; 40 % – до 91 мПа·с; 50 % – до 57 мПа·с.

Были также получены соответствующие данные об использовании в качестве разбавителя дизельного топлива.

Дозирование последнего в нефть скв. 275 пласта Б₂ при температуре 20 °С в количестве 10, 20, 30 % от объема смеси привело к изменению вязкости соответственно до 157, 100, 86 мПа·с.

Исследования показали, что путем смешивания вязкой нефти пласта Б₂ и легкой нефти пласта Т₁ Тананыкского месторождения в определенном соотношении можно получить приемлемое значение вязкости смеси на приеме штангового глубинного насоса и обеспечить удовлетворительную эксплуатацию скважины.

Промышленные испытания указанной технологии были проведены на скв. 296 пласта Б₂ подачей маловязкой нефти из скв. 1526 пласта Т₁. Характеристика условий работы скв. 296 следующая:

Эксплуатационная колонна, мм	146
Глубина скважины, м	2870
Интервал перфорации, м	2806–2815
Искусственный забой, м	2844
Текущее пластовое давление, МПа	26,0

Скважинное оборудование:

насосно-компрессорные трубы:

диаметр, мм 73
глубина спуска, м 1256

насосные штанги:

диаметр, мм 22
глубина спуска, м 1256

Глубина спуска хвостовика с воронкой, м 1485

Пакер:

тип ПВМ-122
глубина установки, м 1300

Штанговый насос:

тип НСН-25-44
глубина спуска, м 1260

Глубина спуска смесителя, м 1280

Контроль за работой ШСНУ в процессе испытания осуществлялся с помощью эхометрии и динамографирования.

Результаты замеров уровней приведены в табл. 2.9.

Таблица 2.9

Дни работы после пуска ШСНУ	Время, ч	Динамический уровень жидкости, м	Буферное давление, МПа	Характеристика откачиваемой жидкости
1	10	517	—	—
1	15	780	1,4	Вода
2	9	900	1,4	"
3	9	450	—	Эмульсия
4	9	403	—	Отсутствие подачи

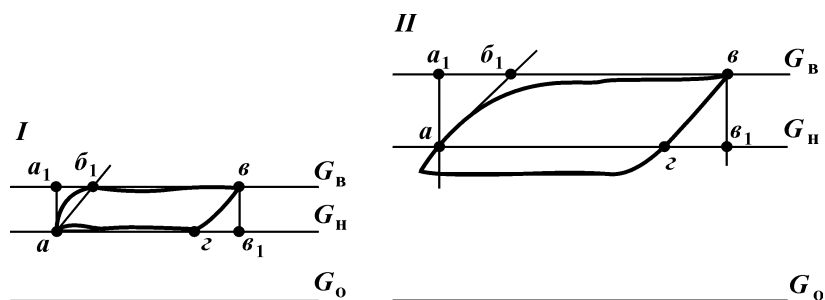


Рис. 2.7. Динамограммы работы ШСНУ на скв. 296 Тананыкского месторождения, снятые при подаче разбавителя при $n = 61/\text{мин}^{-1}$ и $S = 1,5$ м:

I – 24.07.91 г. в 10.00; II – 06.08.91 г. в 15.40; a, a_1, b_1, v, v_1, z – характерные точки динамограммы; G_0, G_v, G_n – нагрузка на головку балансира СК нулевая, при ходе вверх и при ходе вниз соответственно

Обработка динамограмм скв. 296 (рис. 2.7) произведена по известной методике с использованием полученных величин на контуре динамограммы и принятых масштабов длины хода полированного штока и действующих сил на головку балансира. Результаты обработки приведены в табл. 2.10.

Анализ результатов обработки динамограмм показал: глубинный насос работает удовлетворительно; влияние газа на работу насоса практически отсутствует; некоторая разница в вычислении длины хода полированного штока (1,4; 1,6; 1,53; 1,47 м) объясняется погрешностью записи; отклонение начертания динамограммы от эталонной указывает на небольшие утечки жидкости в НКТ.

Таблица 2.10

Результаты расчетов по обработке динамограмм ШСНУ на скв. 296

Показатель	Номера замера			
	1	2	3	4
Максимальная и минимальная нагрузки на головку балансира, кН:				
$G_{\max}$	89,22	39,8	6,50	67,5
$G_{\min}$	22,1	19,6	38,3	38,3
Длина хода полированного штока, м	1,40	1,60	1,53	1,47
Потеря хода за счет удлинения колонны штанг, м	0,20	0,20	0,25	0,26
Потеря хода за счет сокращения длины колонны штанг, м	0,27	0,36	0,30	0,30
Длина хода плунжера, м	0,90	1,04	0,98	0,86
<i>Примечание.</i> Замеры 1 и 2 выполнены через 30 мин, замеры 3 и 4 через 10 мин, продолжительность работы ШСНУ между замерами 2 и 3 10 сут.				

**СПЕЦИАЛЬНЫЙ ШТАНГОВЫЙ НАСОС
ДЛЯ ДОБЫЧИ ВЯЗКОЙ ЖИДКОСТИ**

Совершенствование конструкции насосного оборудования для подъема вязкой жидкости привело к созданию специального насоса (рис. 2.8) [16].

Принципиальной особенностью насоса является применение узлов, обеспечивающих принудительное наполнение цилиндра насоса вязкой жидкостью – силового насоса 8 и шнека 13. Насос включает в себя плунжер 3 с нагнетательным клапаном 2, соединенный сверху с автосцепом 1, а снизу посредством штанги 4 – с силовым насосом 8. Последний снабжен клапаном 9, приемной 7 и нагнетательной 10 полостями, связанными гидролиниями 6 и 11 с гидромотором 12. Гидромотор 12 с помощью муфты 5 жестко соединен со шнеком 13. Причем

гидромотор, муфта и шнек выполнены полыми и через них пропущена штанга 4.

Работа насоса происходит следующим образом. При ходе плунжера 3 насоса вниз его поступательное движение через насосную штангу 4 передается плунжеру силового насоса 8-А. При этом клапан 9 закрывается и рабочая жидкость, находящаяся в полости 10, по гидролинии 6 поступает в гидромотор 12. Вращение гидромотора через муфту 5 передается шнеку 13, и он перемещает вязкую жидкость, заполняющую пространство между лопатками, через окно А к приему полого плунжера 3 через канал Б и далее через открытый клапан 2 в надплунжерную область. При ходе плунжера 3 вверх клапан 2 закрывается под давлением находящейся в НКТ жидкости, и столб жидкости перемещается к устью скважины. Силовой плунжер 8 также движется вверх,

**Рис. 2.8. Схема специального
сква-жинного насоса [16]**

клапан 9 при этом открывается, образуя канал для перетока жидкости из полости 7 в полость 10. Одновременно часть жидкости возвращается в камеру винтового насоса (шнека). Далее цикл повторяется.

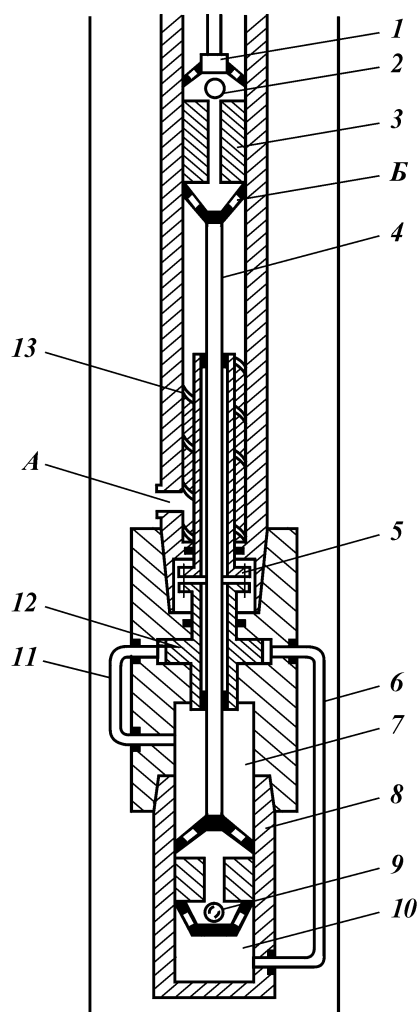
Применение шнека позволяет, во-первых, разрушить структуру вязкой жидкости, во-вторых, увеличить коэффициент наполнения насоса.

Сборка насоса описанной конструкции производится в мастерской. Затем он вывозится на скважину. Узлы установки – силовой насос, гидромотор, шнек, гидролинии представляют собой единый блок, который спускается в скважину на НКТ. Штанги опускаются отдельно и сочленяются с плунжером 3 с помощью автосцепы 1.

УСТАНОВКА СКВАЖИННОГО ШТАНГОВОГО НАСОСА С ГЛУБИННЫМ САЛЬНИКОМ

Особенностью конструкции насоса является работа колонны штанг в среде маловязкой жидкости, а подъем высоковязкой жидкости осуществляется по затрубному пространству. Выброс жидкости в затрубное пространство производится при ходе плунжера насоса вверх через каналы, сообщающие цилиндр с затрубным пространством. Установка состоит из узла плунжерного насоса, узла сальника и пакера (рис. 2.9).

Корпус 7 крепится к насосно-компрессорным трубам и снабжается U-образной канавкой А, выполненной на его внутренней поверхности. В нижней части корпуса смонтирован цилиндр



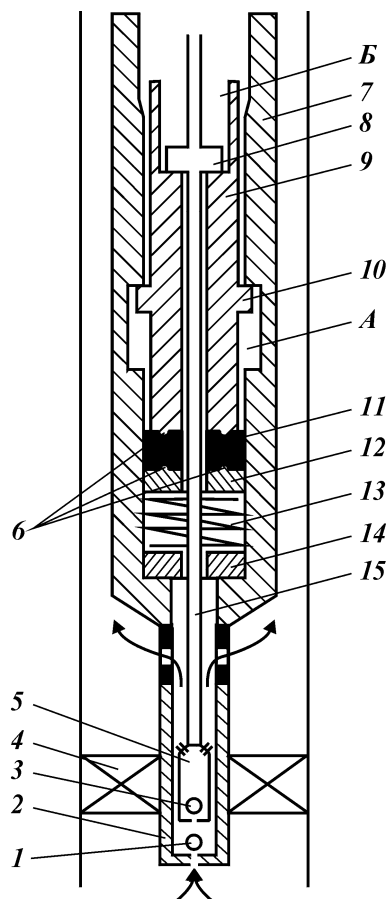


Рис. 2.9. Схема глубинного сальника
(А.с. № 1724935)

насоса 2 со всасывающим 1 и нагнетательным 3 клапанами и плунжером 5. Полированный шток 15 плунжера 5 связан с колонной штанг и имеет в верхней части жестко закрепленную пластину 8. Внутри корпуса 7 устанавливается полый упорный стакан 9 с направляющими пальцами 10. Стакан в верхней части имеет разрез Б, в нижней – раскливающее кольцо, опирающееся на сальник 11. Сальник снабжен механизмом подпружинивания, состоящим из опорных втулок 12, 14, пружины 13 и раскливающего кольца 6.

Установку опускают в скважину в следующей последовательности.

В мастерской монтируют сборку из уплотнительного узла 11, полированного штока 15, плунжера 5. Затем в скважину опускают корпус 7 с цилиндром 2, устанавливают пакер 4 и

спускают сборку. По мере подхода пальцев 10 к корпусу 7 поворотом штанговой колонны их ориентируют таким образом, чтобы они вошли в U-образную канавку А. Затем весом штанговой колонны сжимают пружину 13 с последующим поворотом колонны по часовой стрелке, вследствие чего пальцы 10 перемещаются по U-образной канавке в корпусе 7.

После разгрузки колонны под действием пружины 13 пальцы 10 фиксируются.

Все операции по установке уплотнительного узла проводят с устья скважины посредством штанговой колонны и жестко закрепленной на ней поворотной пластины 8, взаимодействие которой с полым стаканом 9 обеспечивает ориентацию пальцев 10 в корпусе 7.

После установки уплотнительного узла штанговую колонну поднимают на 30–40 см с таким расчетом, чтобы поворотная пластина 8 вышла из разреза *Б*. Эта операция не противоречит правилам установки плунжера 5 в насосе 2, поскольку всегда выполняется после спуска ШГН в скважину. После монтажа подвески колонны штанг и крепления ее к головке балансира установку запускают в работу.

Демонтаж уплотнительного узла и подъем оборудования производятся в обратной последовательности. Слив жидкости из колонны НКТ происходит при подъеме насоса.

ШТАНГОВАЯ ГЛУБИННО-НАСОСНАЯ УСТАНОВКА С ТАРЕЛЬЧАТЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ

Установка (рис. 2.10) [22] предназначена для повышения эффективности эксплуатации скважин, продуцирующих вязкую жидкость путем улучшения условий всасывания, нагнетания и снижения динамических нагрузок на колонну насосных штанг.

Установка включает в себя укороченный цилиндр 1, в теле которого выполнено сливное отверстие 2; полый плунжер 3, кинематически связанный с колонной штанг 12; всасывающий 6 и нагнетательный 8 клапаны с запорными элементами 5 и 4.

Колонна штанг 12 снабжена жестко с ней связанными

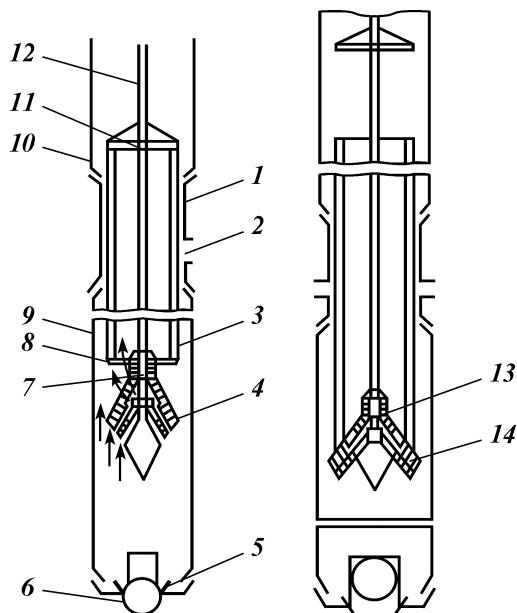


Рис. 2.10. Скважинная
штанговая насосная
установка [20]

толкателями 7 и 11, на нижнем из которых 7 размещен запорный элемент 4, выполненный в виде набора отдельных, свободно расположенных на колонне штанг тарельчатых элементов 13 и 14, перекрывающих друг друга при ходе вверх. Колонна штанг расположена с учетом возможности возвратно-поступательного движения внутри плунжера 3. Цилиндр 1 снизу снабжен патрубком 9, жестко связанным с цилиндром.

Установка работает следующим образом. При ходе штанг 12 вверх запорный элемент 4 нагнетательного клапана 8 плавно перекрывает полость плунжера 3 и перемещает его вверх вместе с заполнившей его полость жидкостью. Одновременно через всасывающий клапан 6 происходит поступление жидкости в патрубок 9 и в подплунжерную полость.

При ходе плунжера вниз запорный элемент 4 открывает клапан 8 и жидкость заполняет полость плунжера. При этом всасывающий клапан 6 закрыт.

В процессе работы сквозное отверстие 2 в стенке цилиндра 1 должно быть постоянно перекрытым. Оно служит для промывки скважины. Для этого несколько приподнимают колонну штанг выше цилиндра и тем самым сообщают полость НКТ с затрубным пространством скважины.

Монтаж установки производится в следующем порядке. Вначале на колонне НКТ 10 опускают цилиндр 1 в сборе с патрубком 9 и всасывающим клапаном 6. Затем на колонне штанг опускают запорный элемент 4 с тарельчатыми элементами 13 и 14, плунжером 3 и толкателями 7 и 11.

СПЕЦИАЛЬНЫЙ НЕВСТАВНОЙ ШТАНГОВЫЙ НАСОС

Насос НГНС рассчитан на подачу до $190 \text{ м}^3/\text{сут}$ при ходе плунжера до 3000 мм (рис. 2.11). Он выполнен из двух плунжеров, последовательно соединенных полым штоком. Нижний плунжер 2 имеет больший диаметр и два установленных один над другим клапана: всасывающий 3 и нагнетательный 4. Верхний плунжер снабжен автосцепом 8.

Поскольку в скважинах с вязкой жидкостью при ходе штанг вниз возникают значительные гидравлические сопротивления, вызывающие изгиб штанг, такая конструкция насоса позволяет утяжелить колонну при ходе вниз. Это достигается следующим образом.

При движении вниз в межплунжерном пространстве вследствие разностей площадей нижнего и верхнего плунжеров возникает разрежение, и туда устремляется жидкость через нижний кла-

Рис. 2.11. Насос НГНС:

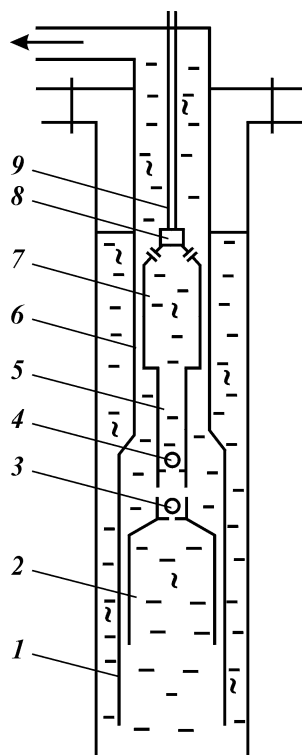
1, 2 – цилиндр и плунжер нижнего насоса; 3, 4 – всасывающий и нагнетательный клапаны; 5 – полый шток; 6, 7 – цилиндр, плунжер верхнего насоса; 8 – автосцеп; 9 – штанги

пан 3. Верхний клапан 4 при этом закрыт давлением столба жидкости в НКТ. За счет этого создается натяжение штанг – гидравлический тяжелый низ.

При ходе вверх жидкость, заполнившая межплунжерное пространство, вытесняется через нагнетательный клапан 4 и полый шток в НКТ.

Насос снабжен сливным устройством золотникового типа и автосцепом известных конструкций.

Вставной насос такого типа для откачки вязкой жидкости по конструкции отличается от невставного только наличием замкового узла, выполняемого в верхней части насоса вместо автосцепа и сливного клапана.



ШТАНГОВЫЙ НАСОС

Насос НСВ-1ВП является дифференциальным плунжерным устройством одинарного действия (рис. 2.12), состоящим из двух плунжеров 2 и 5, перемещающихся соответственно в цилиндрах 3 и 6. Плунжеры соединены жестко полым штоком 4. Нижний насос меньшего диаметра выполняет роль откачивающего насоса, работающего как обычный серийный насос. Верхний насос является силовым, создающим дополнительные усилия, за счет которых нижний плунжер проталкивается в цилиндр при ходе вниз, преодолевая гидравлические сопротивления в самом насосе и НКТ.

Дополнительная сила образуется за счет гидростатического давления, действующего на разность площадей верхнего и нижнего плунжеров.

Максимальная производительность насоса 63 м³/сут, ход плунжера 3000 мм, предельная глубина спуска 1200 м. Разработан в б. АзНИПИнефти.

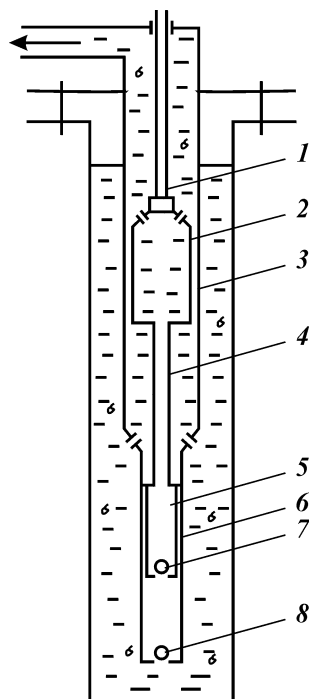


Рис. 2.12. Насос НСВ-1ВП:

1 – колонна штанг; 2, 3 – плунжер и цилиндр верхнего насоса; 4 – полый шток; 5, 6 – плунжер и цилиндр нижнего насоса; 7, 8 – нагнетательный и всасывающий клапаны

СКВАЖИННАЯ ШТАНГОВАЯ НАСОСНАЯ УСТАНОВКА С ШИРОКИМИ ПРОХОДНЫМИ КАНАЛАМИ КЛАПАНОВ [122]

Недостаточная пропускная способность клапанных узлов существующих штанговых насосов [40, 148, 150] из-за малых размеров проходных каналов клапана и плунжера при откачке вязкой жидкости является одной из главных причин снижения эффективности их работы.

При использовании невставных ШГН для подъема высоковязкой нефти и эмульсий возникает зависание колонны штанг при ходе головки балансира вниз. По данным теоретических исследований значение

вязкости откачиваемой жидкости, при которой происходит зависание штанг, зависит от диаметра НКТ, штанг и составляет около 10 Па·с. Однако в промысловых условиях зависание колонны штанг наблюдается при вязкости жидкости менее 1 Па·с.

Одной из причин зависания колонны штанг является то, что при ходе плунжера вниз объем жидкости, вытесненной через узкий канал седла нагнетательного клапана и канал плунжера, не успевает продавливаться в пространство над плунжером. Под плунжером создается кратковременное повышение давления, которое препятствует ходу вниз. Это можно рассмотреть на примере исполнения невставного штангового насоса.

Невставной штанговый насос НН2Б-44-30-15 имеет плунжер диаметром 43,5 мм, диаметр шарика нагнетательного клапана 25,4 мм, а его седла 22 мм. Диаметр шарика приемного клапана 28,57 мм, а диаметр канала седла 24,7 мм. Отношение площади плунжера к площади канала седла нагнетательного клапана составляет 3,91, а приемного клапана 3,1. Следовательно, клапаны выполнены в виде гидравлического сужающегося устройства, на котором возникает повышенное гидравлическое сопротивление. Таким же образом выполнены

невставные штанговые насосы по стандарту Американского нефтяного института [40].

Устранение отмеченных недостатков ШГН в работе [122] достигается путем увеличения площади проходных каналов клапанов насоса до размера поперечной площади плунжера.

Скважинная штанговая насосная установка состоит (рис. 2.13) из подъемной трубы (НКТ) 11, муфты 10 с установочными винтами 9, цилиндра 8 насоса и его плунжера 6, имеющего окно 7 для приема осевшей механической примеси и резьбу для присоединения штанги. На нижнем конце плунжера установлена пробка-заглушка 15. Цилиндр насоса с наружной резьбой на нижнем конце прикреплен к центру переводника 16, в стенке которого по окружности выполнены продольные каналы 17 для прохода жидкости. Переводник имеет наружную резьбу для присоединения корпуса 12 нагнетательного клапанного узла и муфтовую резьбу для закрепления совмещенного узла сливного и приемного клапанов. Цилиндр насоса заключен в трубный кожух 5, который образует кольцевое пространство 4 между цилиндром и внутренним диаметром кожуха. Корпус нагнетательного клапанного узла, выполненный в форме муфты, верхней частью присоединяется к кожуху, а нижней – к переводнику. Проходные каналы жидкости седла 1, имеющего форму втулки, выполнены в его стенке, при этом каналы расположены по окружности и по форме исполнения соответствуют каналам переводника. Седло с боковым выступом закрепляется к внутреннему выступу корпуса переводником так, чтобы совпадали проходные продольные каналы для жидкости. Через центральный канал седла пропущена нижняя часть цилиндра насоса. В кольцевом пространстве внутри корпуса над седлом расположен кольцевой затвор 2 ступенчатой формы, который образует кольцевое пространство между цилиндром и внутренним диаметром затвора. Ступенчатая часть затвора воспринимает усилие от пружины сжатия 3. Внутренний канал пружины сжатия обеспечивает достаточную кольцевую площадь для прохода жидкости вдоль наружной поверхности цилиндра.

Внутренняя поверхность корпуса нагнетательного клапана выполнена с продольными 13 и поперечными 14 канавками. Образующиеся каналы пересекаются между собой. Подпружиненный затвор снабжен окнами для пропуска жидкости в кольцевое пространство вдоль цилиндра насоса. В сливном клапане предусмотрен ограничитель хода плунжера вниз. Конструкция узла сливного и всасывающего клапанов представлена на рис. 2.14.

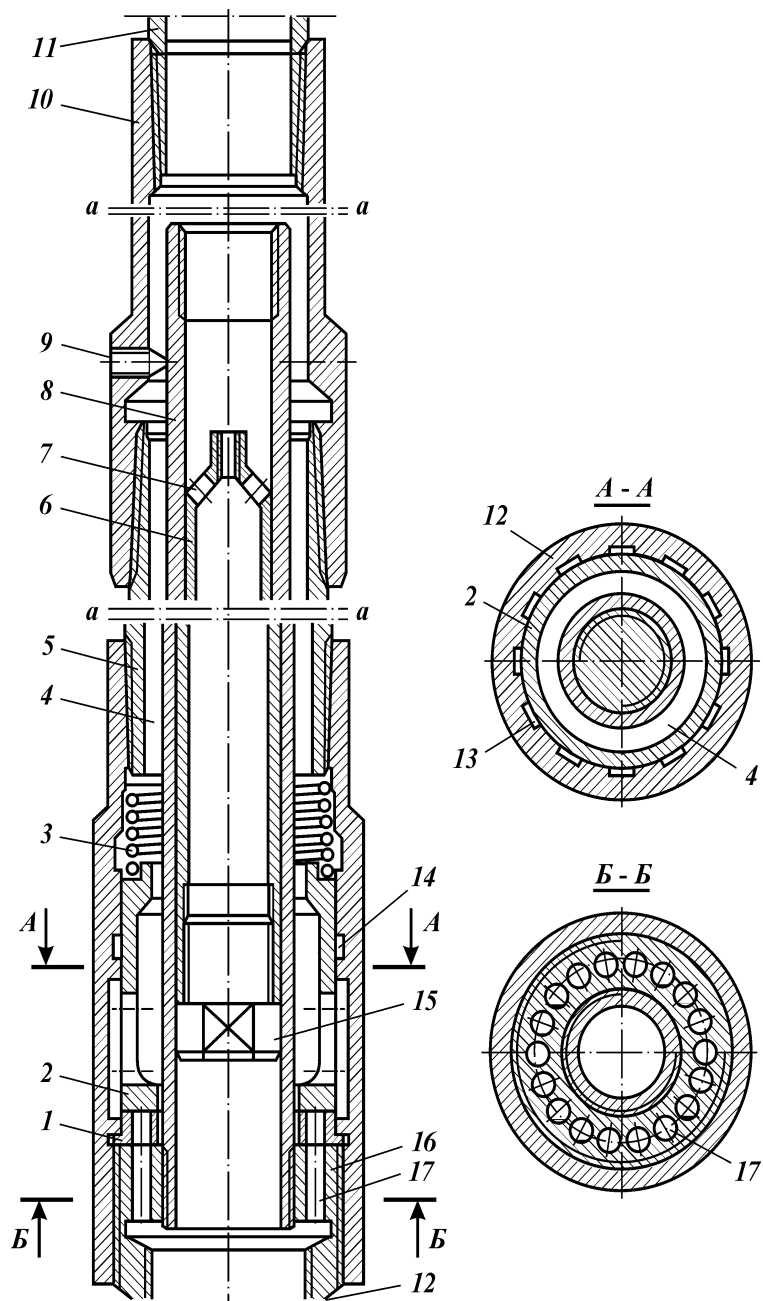


Рис. 2.13. Невставной штанговый глубинный насос с увеличенным проходным сечением клапанов [122]

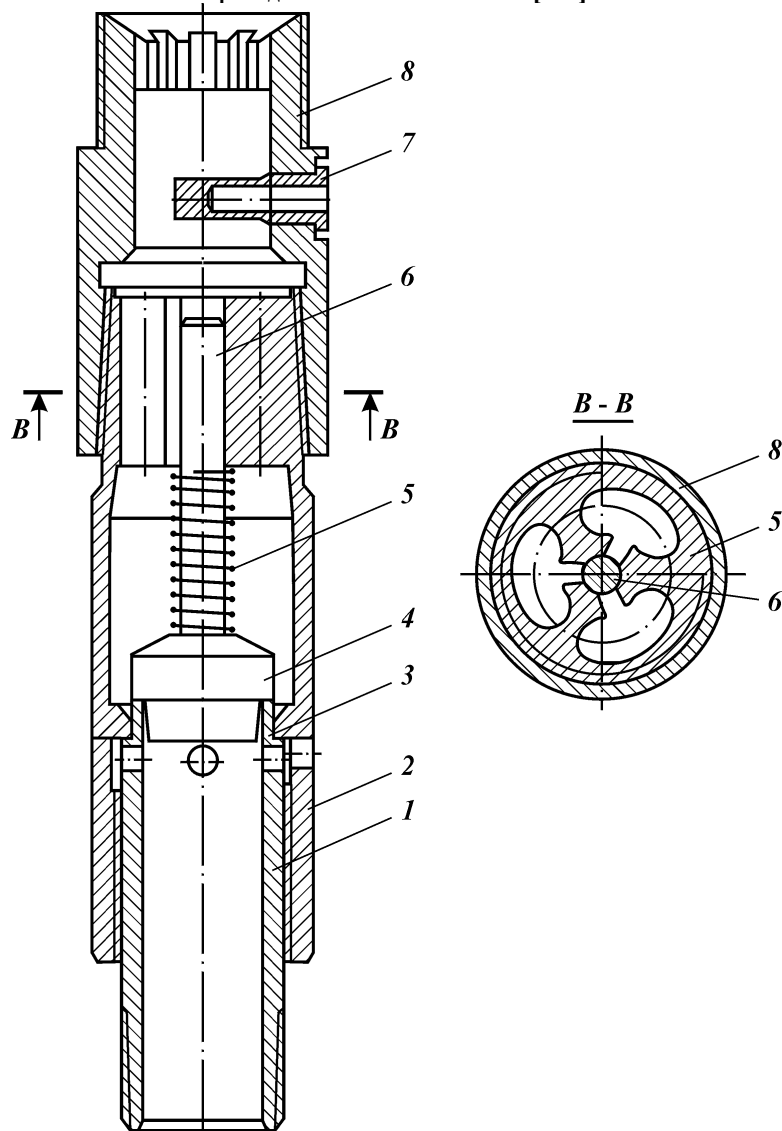


Рис. 2.14. Узел сливного и всасывающего клапанов ШГН:
1 – переводник для присоединения приемных устройств насоса; 2 – корпус клапана; 3 – седло клапана; 4 – клапан; 5 – пружина клапана; 6 – шток клапана; 7 – сливной клапан; 8 – корпус сливного клапана (переводник)

Скважинная штанговая насосная установка работает следующим образом (см. рис. 2.13). При ходе плунжера 6 вверх под его пробкой-заглушкой 15 образуется полость пониженного давления, кольцевой затвор 2 закрывает проходные каналы 17 жидкости на седле 1 и открывает подпружиненный тарельчатый приемный клапан. Объем жидкости, прошедший через приемный клапан, занимает переменный объем в подплунжерной полости. За счет равенства площадей проходных каналов клапана и плунжера практически не происходит изменение скорости потока. При относительно малой скорости движения жидкости обеспечиваются наименьшие потери напора в самом насосе.

В верхней мертвой точке хода плунжера под действием пружины закрывается приемный клапан. За счет наличия пробки-заглушки 15 в нижней части плунжера на него постоянно действует давление столба жидкости в НКТ. При ходе плунжера вниз уменьшается объем подплунжерной полости и соответственно увеличивается объем над плунжером. После выравнивания давлений жидкости над и под плунжером открывается кольцевой затвор 2, преодолевая усилие пружины 3. При этом приемный клапан закрыт. Жидкость из подплунжерной полости через край нижнего конца цилиндра 8 плунжером продавливается в продольные проходные каналы 17 переводника 16 и седла 1, далее жидкость проходит по кольцевому пространству 4 в корпусе 12 и в кожухе 5 и выходит в нагнетательную часть цилиндра. При ходе плунжера вниз подачи жидкости на дневную поверхность не происходит, а осуществляется выдавливание жидкости из подплунжерной полости в освободившийся объем над плунжером, т.е. по обводному каналу жидкость перетекает в нагнетательную часть цилиндра.

При ходе плунжера вверх уменьшается высота столба жидкости над плунжером и происходит подача жидкости на дневную поверхность, а в подплунжерной полости осуществляется процесс всасывания.

Спуск рассматриваемого ШГН в скважину производится в той же последовательности, какая принята для спуска обычных трубных штанговых насосов. Вначале на подъемных трубах спускается цилиндр с кожухом, в кольцевом пространстве которого закреплен нагнетательный клапанный узел. На нижней части переводника закрепляют совмещенный узел приемного и сливного клапанов. После закрепления трубного кожуха, цилиндра в переводнике и нагнетательного клапанного узла верхний свободный конец цилиндра 8 центрируют и закрепляют установочными винтами 9 на муфте 10 первой подъемной трубы 11. Проверяется достаточность расстояния между верхним

торцом цилиндра насоса и внутренним выступом в муфте первой подъемной трубы. Площадь прохода для жидкости не должна быть меньше площади плунжера. После монтажа НКТ на штангах спускают плунжер с заглушкой-пробкой на нижнем конце до посадки его на внутреннем буртике – ограничителе хода в сливном клапане. Ход полированного штока регулируется на устье скважины.

Конструкция плунжера с заглушкой-пробкой на нижнем конце дает возможность использовать его для скопления некоторого количества выпавшей сверху механической примеси. Поперечные 14 и продольные 13 канавки не только накапливают механические примеси, но и позволяют удалять их из зазора потоком жидкости в продольном канале корпуса в кольцевое пространство, предотвращая тем самым заклинивание подпружиненного затвора 2 механической примесью. Поперечные и продольные канавки также обеспечивают смазку затвора. Такое исполнение корпуса нагнетательного клапана и плунжера насоса позволяет уменьшить число отказов подпружиненного затвора.

Как показали промысловые испытания, ШГН с широкими проходными сечениями клапанов повышают эффективность подъема высоковязких жидкостей.

Кроме описанных конструкций существует также целый ряд насосов и устройств, так или иначе решающих проблему добычи высоковязкой нефти. Все они имеют свои преимущества и недостатки. Выбор того или иного технического решения определяется конкретными условиями и зависит от реологических свойств добываемой жидкости, конструкции скважины и геолого-физических и технологических условий разработки конкретной залежи. Имеется ряд других решений по выбору конструкций глубинно-насосного оборудования для добычи высоковязких жидкостей. Ограниченный объем книги не дает возможность продолжить их описание.

САМООЧИЩАЮЩИЙСЯ ФИЛЬТР ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА

Предназначен для очистки фильтра, установленного на приеме насоса, от прилипания асфальтосмолопарафиновых образований на его наружной поверхности.

На рис. 2.15 представлен штанговый глубинный насос с самоочищающимся фильтром при ходе плунжера насоса вниз (а) и вверх (б). Самоочищающийся фильтр штангового насоса спускается в скважину 5 на колонне насосных труб 9 и состоит из перфорированного хвостовика 2, установленного в нижней части кожуха 7 и

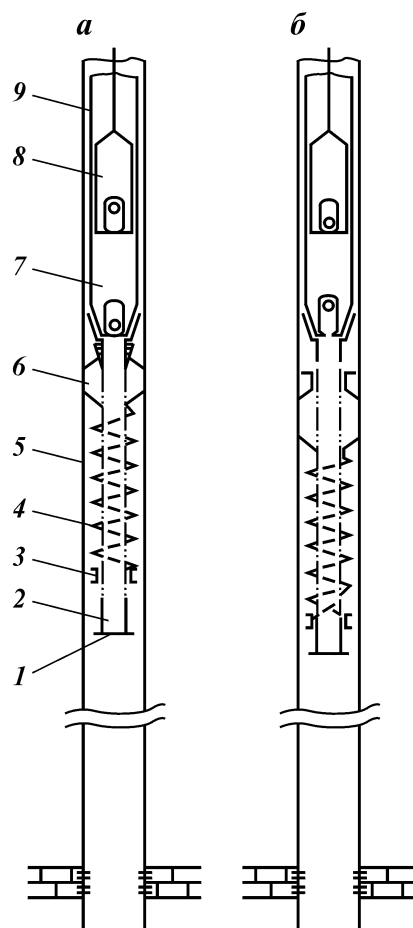


Рис. 2.15. Схема ШГН с самоочищающимся фильтром

связанного с ним, и очищающего устройства 4. Очищающее устройство 4 выполнено в виде спирали, охватывающей наружную поверхность перфорированного хвостовика 2. Связь перфорированного хвостовика 2 с нижней частью кожуха 7 выполнена в виде стопорного фонаря 6, в нижней части которого закреплен верхний конец спирали, а нижний конец последней снабжен кольцом 3, установленным с возможностью осевого перемещения относительно перфорированного хвостовика 2. Причем шаг витка спирали, в качестве которой может быть использована металлическая лента с закрепленными на ней щетками, меньше абсолютного значения деформации колонны насосных труб. Нижняя часть перфорированного

хвостовика 2 оборудована захватом 1, посредством которого самоочищающийся фильтр извлекается из скважины 5.

Самоочищающийся фильтр штангового насоса работает следующим образом.

После спуска штангового насоса в сборе с фильтром в скважину 5 плунжер 8 штангового насоса и очищающее устройство 4 занимают положение, представленное на рис. 2.15, а. При ходе плунжера штангового насоса вверх (см. рис. 2.15, б) колонна насосных труб 9, на которых подвешен штанговый насос, сокращается. При этом перфорированный хвостовик 2, жестко прикрепленный посредством резьбового соединения к кожуху 7

штангового насоса, перемещается вверх на значение сокращения колонны насосных труб 9. В это время очищающее устройство 4, прикрепленное к стопорному фонарю 6, перемещается относительно оси перфорированного хвостовика 2, поскольку стопорный фонарь 6 остается неподвижным относительно стенок скважины 5.

В момент перемещения спирали 4 с кольцом 3 в ее нижней части относительно перфорированного хвостовика 2 очищающего элемента 4 происходит очистка отверстий (не обозначены) хвостовика от механических примесей и парафина. При ходе плунжера штангового насоса вниз колонна насосных труб 9 удлиняется. Вследствие этого перфорированный хвостовик 2, жестко прикрепленный к кожуху 7 штангового насоса, перемещается вниз на значение удлинения колонны насосных труб, и процесс очистки отверстий хвостовика от механических примесей и парафина продолжается.

Значение деформации колонны насосных труб при работе штангового насоса рассчитывается по известным в практике нефтедобычи соотношениям.

2.4. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ШСНУ ПУТЕМ СНИЖЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА В ЗАТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ

ПЕРЕПУСК ГАЗА ИЗ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА В ВЫКИДНУЮ ЛИНИЮ С ПОМОЩЬЮ КЛАПАННЫХ УСТРОЙСТВ

Повышение давления в затрубном пространстве приводит к росту противодействия на пласт и, следовательно, к уменьшению притока жидкости к забою, оттеснению уровня жидкости до приема насоса, попаданию газа в насос, снижению его подачи или аварийному выходу из строя.

Повсеместное применение на промыслах напорной системы сопровождалось ростом устьевых давлений скважин, что также вызывает увеличение затрубного давления.

Снижение давления газа в затрубном пространстве является значительным резервом увеличения добычи нефти, поэтому в разных нефтяных регионах эта техническая задача решается различными методами.

Наибольшее распространение получили устьевые обратные клапаны, монтируемые на затрубном патрубке или устьевой арматуре, схема конструкций которых приведена на рис. 2.16.

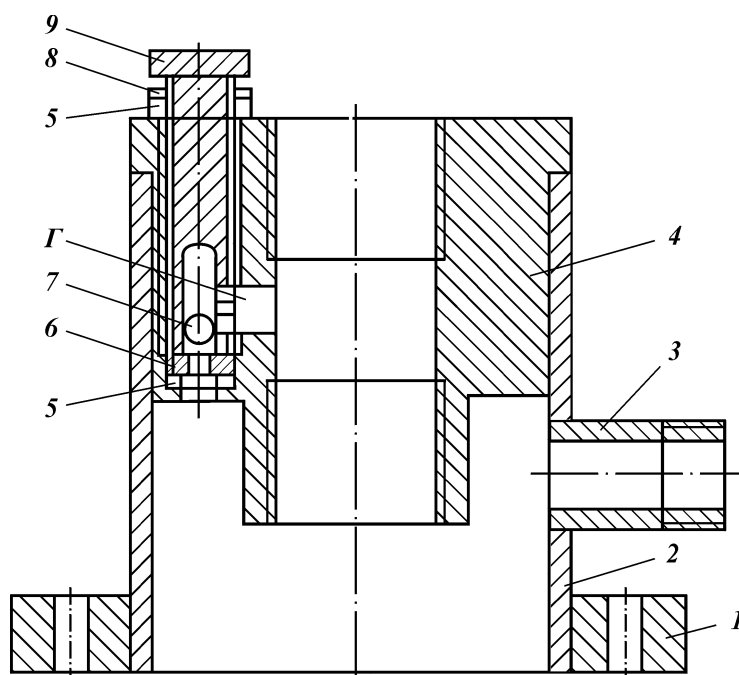


Рис. 2.16. Трубная головка с перепускным клапаном:

1 – опорный фланец; 2 – корпус; 3 – боковой отвод; 4 – несущая головка; 5 – уплотнительные прокладки; 6 – седло; 7 – шарик; 8 – контргайка; 9 – запорная пробка; Г – канал

Однако в зимнее время при низких температурах они замерзают, что снижает их эксплуатационную надежность. Кроме того, эти клапаны срабатывают только при условии повышения давления в затрубном пространстве до значения, превышающего давление в сборном трубопроводе. А поскольку давление в последнем зависит от длины трубопровода, его геодезической отметки, вязкости жидкости, т.е. от многих причин, и зачастую является высоким, в затрубном пространстве также поддерживается высокое давление.

Получили применение скважинные обратные клапаны сброса газа, монтируемые на НКТ (рис. 2.17). Они лишены недостатка, присущего устьевым клапанам, – не замерзают при низких температурах. Однако они срабатывают также при условии образования заданного перепада давления между затрубным пространством и трубопроводом.

Перспективным для условий объекта ОАО «Оренбургнефть» является способ принудительного сброса газа, разработанный нефтяниками Башкортостана (рис. 2.18).

Рис. 2.17. Скважинный клапан для

автоматического перепуска газа:

1 – штифт; 2 – пружина; 3 – шар;
4 – корпус клапана; 5 – муфта; А – канал движения

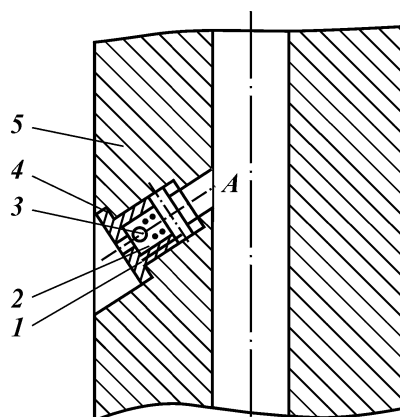
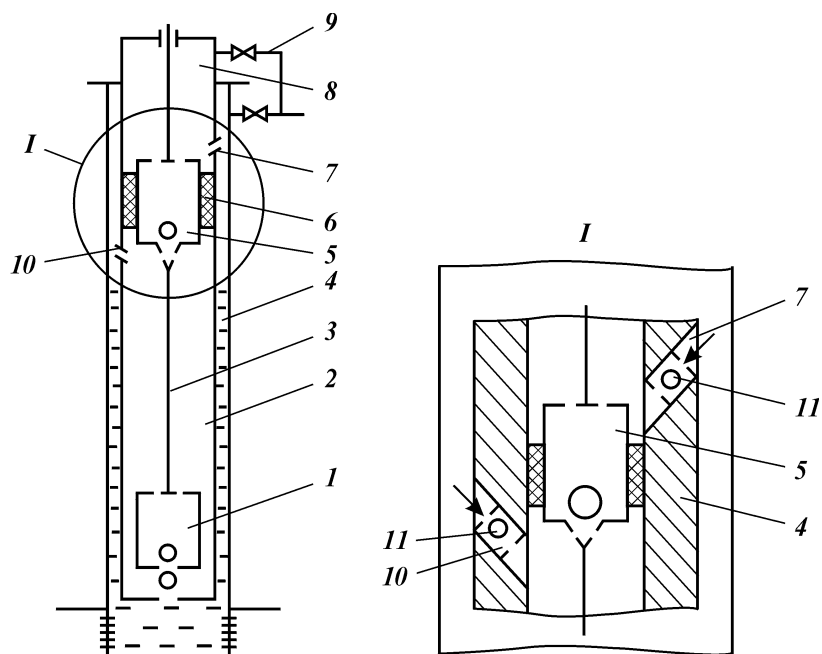


Рис. 2.18. Установка штангового насоса с поршневым газоперепускным клапаном:

1 – насос; 2 – НКТ; 3 – штанги; 4 – затрубное пространство; 5 – плунжер; 6 – сальники; 7, 10 – клапаны перепускные; 8 – полость НКТ; 9 – трубопровод; 11 – шар



Устройство состоит из полого плунжера 5 с упругими манжетами на его поверхности и обратным клапаном внутри и двух перепускных клапанов 7 и 10, монтируемых ниже и выше плунжера. Плунжер монтируется на колонне штанг на первой или второй из них от устья, а клапаны 7 и 10 – на расстоянии, равном длине хода полированного штока от крайнего нижнего или верхнего положения головки балансира.

Особенностью устройства является принудительный захват газа из затрубного пространства. При движении плунжера 5 в его подпоршневой или надпоршневой области создается разрежение, в которое поступает газ из затрубного пространства через обратные клапаны 7 и 10.

ПРОМЫСЛОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОДВЕСНЫХ КОМПРЕССОРОВ ДЛЯ ОТКАЧКИ ГАЗА ИЗ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА СКВАЖИН С ШСНУ

Как известно, при разработке большинства нефтяных месторождений России применяются напорные герметизированные системы сбора нефти и газа. В этих условиях при повышении давления на устье скважин до 1–2 МПа, давление в их затрубных пространствах даже при незначительном газовом факторе увеличивается до 2–3 МПа, и при отсутствии устройства для принудительного выпуска газа может возрасти.

Отрицательное влияние противодействия в системе нефтегазосбора на показатели работы скважин может быть устранено путем улавливания легких фракций углеводородов из затрубного пространства. Это достигается как строительством централизованной системы вакуумных трубопроводов, так и установкой компрессоров на устье скважин.

Преимуществом централизованной вакуумной системы является использование серийно выпускаемого компрессорного оборудования, недостатком – значительные затраты на сооружение системы газопроводов.

Одним из распространенных инженерных решений рассматриваемой проблемы является применение подвесных компрессоров, монтируемых на станках-качалках с приводом от общего электродвигателя.

Прирост дебита скважины ΔQ за счет снижения давления в затрубном пространстве определяется степенью снижения забойного давления по формуле

$$\Delta Q = (p_c - p'_c)K, \quad (2.127)$$

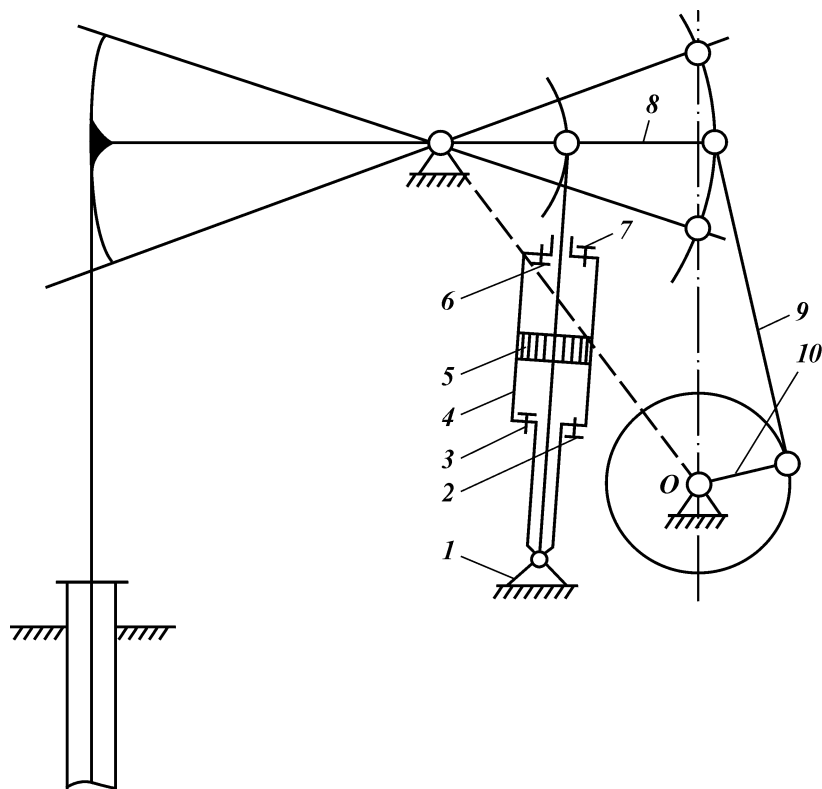


Рис. 2.19. Кинематическая схема станка-качалки с подвесным компрессором:
 1 – опора; 2, 3, 6, 7 – клапаны; 4 – цилиндр компрессора; 5 – поршень компрессора; 8 – заднее плечо балансира; 9 – шатун; 10 – кривошип

где p'_c и p''_c – забойное давление соответственно до и после пуска компрессора; K – коэффициент продуктивности скважины.

На промыслах НГДУ «Бузулукнефть» проводились промысловые испытания по оценке технологической и экономической эффективности применения подвесных компрессоров для откачки газа из затрубного пространства скважин с целью улучшения условий их работы.

Подвесной компрессор (рис. 2.19) представляет собой поршень 5 с цилиндром 4 и клапанами 2, 3 и 6, 7, шарнирно связанный с балансиrom станка-качалки 8. Он монтируется между опорой балансира и шатунами 9. При перемещении балансира поршень совершает возвратно-поступательное

движение, создавая в цилиндре всасывание газа из затрубного пространства и нагнетание его в выкидную линию скважины. Шток с поршнем и цилиндр компрессора качаются вокруг оси шарнирной опоры 1. Камера всасывания технологически связывается с затрубным пространством скважины, а камера нагнетания – со сборным трубопроводом.

Транспортировка газа производится с помощью гибких рукавов, а регулирование потока – с помощью задвижек и обратных клапанов. При кустовом размещении скважин с небольшими расстояниями между устьями к компрессору могут подключаться скважины, эксплуатируемые УЭЦН.

Всего на объектах НГДУ «Бузулукнефть», характеризующихся различными геолого-физическими условиями, было смонтировано 34 подвесных компрессора, в том числе на месторождениях: Бобровском – 22; Тананыкском – 8; Курманаевском – 2; Пронькинском – 1; Покровском – 1.

Пуск компрессора в работу приводит к снижению затрубного давления, повышению динамического уровня и сопровождается, как правило, увеличением отбора жидкости. Большая часть скважин до применения компрессоров работала с затрубным давлением 2,0–3,0 МПа. Распределение скважин опытного участка по начальному затрубному давлению до применения подвесных компрессоров приведено в табл. 2.11.

Наиболее высокое затрубное давление (более 4 МПа) отмечалось по ряду скважин Тананыкского и Бобровского месторождений. После установки и запуска компрессора затрубное давление снижалось до 0,15–0,25 МПа, реже до 0,4 МПа, а динамический уровень значительно повышался в пределах 150–600 м, наиболее часто встречавшиеся значения – 300–500 м.

Результаты наблюдений за изменением динамического уровня в скважинах ΔL_d при запуске и работе подвесных компрессоров и снижением затрубного давления на устье скважины Δp_y приведены на рис. 2.20. Обработка полученных данных

Таблица 2.11

Распределение опытных скважин по величине затрубного давления до применения подвесных компрессоров

Начальное затрубное давление, МПа	Количество скважин	Доля скважин, %
До 2	3	8,9
2–3	15	44,1
3–4	6	17,6
4–5	5	14,7
Более 5	5	14,7
Всего	34	100

методами математической статистики позволила получить корреляционную зависимость между ΔL_d и Δp_c в виде формулы

$$\Delta L_d = 120\Delta p_c + 13,9,$$

где ΔL_d – м и Δp_c – МПа. Коэффициент корреляции уравнения составил 0,606.

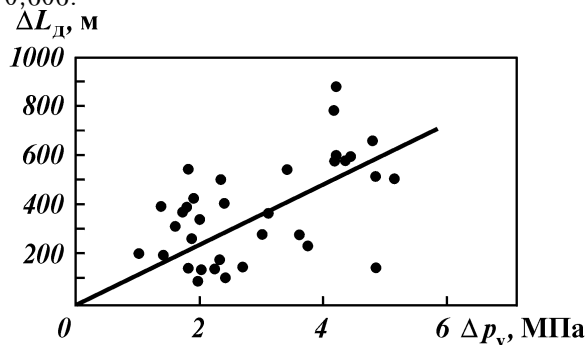


Рис. 2.20. Зависимость приращения динамического уровня жидкости в скважине ΔL_d от снижения давления в затрубном пространстве Δp_y с помощью подвесных компрессоров

Невысокое значение коэффициента корреляции объясняется неточностью замера динамического уровня из-за наличия в затрубном пространстве слоя газонефтяной пены, толщина которого резко увеличивается при снижении давления в затрубном пространстве.

Образование пены затрудняет оценку изменения забойного давления с достаточной точностью.

Промысловые исследования применения подвесных компрессоров состояли из двух этапов.

Первый этап включал в себя определение рабочих параметров ШСНУ при установившемся режиме работы компрессора при откачке газа из затрубного пространства, его сжатии и подаче в выкидную линию. На втором этапе проводилось повторное измерение рабочих параметров ШСНУ, но уже в установившемся режиме работы ШСНУ с отключенным компрессором. На втором этапе измерения рабочих параметров скважины начинались через сутки после отключения компрессора.

Отключение компрессора выполнялось без остановки ШСНУ путем перекрытия кранов, через которые компрессор сообщается с затрубным пространством и выкидной линией. При этом были открыты вспомогательные краны, через которые рабочие камеры компрессора сообщаются с атмосферой.

С использованием комплекса диагностики скважин «Квантер-2у» проводились динамометрирование, измерение динамического уровня и давления газа в затрубном пространстве, силы тока в обмотках приводного электродвигателя.

Приняты во внимание проблемы эксплуатации компрессоров при низких температурах воздуха в осенне-зимний период, когда имели место гидратообразование и загустевание масла с потерей текучести.

Теоретически увеличение отбора жидкости при снижении давления в затрубном пространстве обусловлено двумя причинами: снижением забойного давления, что приводит к увеличению депрессии на пласт, и, вследствие подъема динамического уровня, улучшением условий работы насосной установки. К сожалению, как указано выше, точное измерение забойного давления не было выполнено, а пересчет его значения по динамическому столбу жидкости и газожидкостной пены производился с большой погрешностью. Сопоставление значений снижения затрубного давления и прироста динамического уровня показывает, что в принципе они в значительной степени компенсируют друг друга.

Следует также иметь в виду, что из-за интенсивной откачки газа из затрубного пространства усиливается сепарация газа в области приема. По-видимому, большая часть свободного газа устремляется в затрубное пространство, а меньшая поступает в насос. За счет этого увеличивается коэффициент наполнения насоса.

Значение прироста дебита жидкости по скважинам изменяется от 1–2 до 30–40 м³/сут, дебиты нефти – от 0,7–1,6 до 11–12 т/сут, в отдельных случаях (скв. 221 Тананыкского месторождения) – до 22 т/сут. Наиболее часто встречающееся значение прироста дебита нефти 2–5 т/сут. Отмечаются случаи, когда подключение компрессора вначале приводит к существенному увеличению дебита нефти, а затем к его уменьшению до уровня базового и даже ниже. В качестве примера можно привести динамику дебита нефти по скв. 85 и 2053 Бобровского, скв. 255 Курманаевского и скв. 1206 Пронькинского месторождений, в которых после 3–5 мес работы компрессора дебиты скважин без видимых причин резко снизились. Вероятнее всего, это было связано с техническими причинами, а именно, ухудшением работы насосных установок.

Оценка эффекта от применения подвесных газовых компрессоров проводилась путем сопоставления базовых показателей работы скважины с показателями, полученными после проведения операции. Достоверность оценки эффекта

зависит от надежности обоснования базы, количества и качества промысловых измерений в процессе работы компрессора. К сожалению, необходимо отметить, что замерные узлы «Спутник» сильно изменены, в результате чего точность измерений дебита жидкости недостаточна. В этих условиях необходимо повысить количество замеров до 6–8 в месяц, столько же должно быть проведено анализов на содержание воды в продукции.

Таблица 2.12

**Эффективность применения подвесных компрессоров на скважинах
НГДУ "Бузулукнефть"**

Месторождение	Номер скважины	Базовый дебит, т/сут	Прирост дебита, т/сут	Продолжительность работы, сут	Дополнительная добыча нефти, т
Бобровское	85	20,1	1,7	352	592
"	1024	16,6	1,2	334	386
"	886	15,7	4,3	309	1317
"	824	6,7	14,7	285	4190
"	788	14,6	0,2	300	72
"	479	9,5	9,0	253	2284
"	908	12,9	9,4	269	2521
"	1079	5,3	3,4	263	886
"	209	11,7	1,6	268	435
"	853	11,0	0,3	213	64
"	459	6,3	5,0	153	760
"	1026	6,1	3,5	101	352
"	1025	11,5	3,5	226	797
"	936	9,0	9,4	135	1270
"	1014	14,5	1,2	85	98
"	1064	19,7	0,3	87	28
Тананыкское	1550	4,6	3,4	250	839
"	221	12,3	22,4	266	5948
"	222	5,3	6,6	193	1267
"	265	3,2	2,0	289	567
"	1508	4,2	7,8	213	1663
"	225	1,6	4,2	162	687
"	1538	19,6	6,2	289	1787
"	1526	15,5	12,9	131	1696
Пронькинское	1206	1,6	1,9	212	403
Саврушенское	2301	10,8	1,6	343	548
"	2053	4,4	1,4	217	300
Спиридоновское	244	4,0	7,3	243	1779
Курманаевское	255	11,6	1,3	188	249
Покровское	2302	17,2	0,5	186	89

Значение эффекта за год по скважинам изменяется в широких пределах: от 11 (скв. 1079 Бобровского месторождения) до 5856 т (скв. 221 Тананыкского)

месторождения). Эффект, превышающий 1000 т, отмечен в четырех скважинах, в остальных скважинах наиболее часто встречающееся значение эффекта составляет 150–300 т.

В табл. 2.12 в качестве примера приведены данные по скважинам, на которых были смонтированы компрессоры.

В скважинах, оборудованных подвесными компрессорами, были выполнены исследования методом динамометрирования. Анализ полученных динамограмм показал:

многократное снижение давления в затрубном пространстве при работе компрессора;

повышение динамического уровня жидкости в скважине, способствующее увеличению коэффициента подачи штангового насоса за счет ослабления влияния газа на его работу;

увеличение производительности насоса за счет роста коэффициентов наполнения и подачи насоса.

Таким образом, установка подвесных компрессоров на скважинах, оборудованных ШСНУ, в НГДУ «Бузулукнефть» является эффективным мероприятием с технологической и экономической точек зрения и должно быть рекомендовано к более широкому применению на других объектах ОАО «Оренбургнефть».

Перспективу более широкого применения подвесных компрессоров следует увязать с детальной проработкой вопросов эксплуатации этого оборудования в зимних условиях.

2.5. ПРОМЫСЛОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДВУХ СКВАЖИН ОДНИМ СТАНКОМ-КАЧАЛКОЙ

В настоящее время состояние и развитие нефтяной промышленности характеризуются ростом объемов добычи нефти из кустовых наклонно направленных скважин. В отдельных регионах до 90 % эксплуатационного фонда составляют кустовые скважины.

Разбуривание нефтяных месторождений кустовым методом с ограниченной площади в большинстве случаев оказывается далеко не благоприятным для последующей эксплуатации. В то же время промышленностью освоен выпуск глубинно-насосного оборудования, предназначенного для добычи нефти из индивидуальных скважин. Это приводит к снижению технико-экономических показателей добычи нефти при групповом расположении скважин. Прежде всего это касается

использования громоздкого и металлоемкого приводного оборудования штанговых насосных установок.

В такой ситуации возникает ряд проблем, связанных, с одной стороны, с необходимостью совершенствования технологии эксплуатации установленного на скважинах оборудования, а с другой – с необходимостью создания специальной техники и технологии для кустовых скважин.

Одним из наиболее перспективных направлений в условиях разработки нефтяных месторождений многоскважинными кустами и сложившейся практики обустройства скважин тяжелыми станками-качалками является эксплуатация скважин групповыми приводами.

Идея применения групповых приводов для скважин, эксплуатируемых штанговыми насосами, относится к 30-м годам. В эти годы в Азербайджане использовался централизованный привод на 20–30 скважин, связь которого со скважинным оборудованием осуществлялась механическими тягами.

Условия применения приводов подобного типа состояли в следующем:

- незначительные расстояния между скважинами;
- небольшая высота подъема жидкости.

Специалисты того времени были убеждены, что эксплуатация скважин индивидуальной установкой по сравнению с центральной групповой требует больших затрат на энергию, оборудование и обслуживание, поэтому ее следует применять лишь в тех случаях, когда скважина большой глубины, значительной производительности, в добываемой продукции содержится песок и объект разрабатывается с применением редкой сетки скважин. При отсутствии перечисленных осложняющих эксплуатацию факторов наиболее целесообразно применение группового привода.

В тот период использовались так называемые центральные групповые приводы, которыми эксплуатировались до 20–30 скважин в зависимости от их глубин, разработанные зарубежными фирмами.

Однако применение в этих приводах множества «полевых тяг», подвесных приспособлений и т.д., сложность в уравнивании привели к отказу от них.

Открытие новых месторождений с большими глубинами залегания продуктивных пластов и их высокой продуктивностью, а также внедрение новых систем разработки, предусматривающих значительные расстояния между скважинами, потребовали использования индивидуальных приводов для каждой скважины.

Интерес к групповым приводам возник вновь при кустовом строительстве скважин, когда расстояния между скважинами позволяют реализовать известную идею, но с новыми техническими решениями.

В 60-х годах с началом бурения двухствольных скважин Институтом геологии и разработки горных ископаемых (ИГ и РГИ) на базе серийного станка-качалки СКНЗ-1515 был разработан привод СКНЗ-1515×2 для двухствольной скважины, а затем и ряд их модификаций для двух скважин, расположенных на расстоянии длины балансира; для четырех скважин; далее групповые приводы с использованием гибкой связи.

Однако всем перечисленным групповым приводам присущи следующие характерные недостатки:

- остановка приводного устройства для спускоподъемных операций;

- установка строго фиксированного расстояния между устьями скважин при разбуривании скважин;

- невозможность эксплуатации одной скважины в период простоя другой;

- необходимость обеспечения одного и того же режима эксплуатации спаренных скважин;

- невозможность индивидуального регулирования режима работы спаренных скважин.

Из-за отмеченных недостатков известные групповые приводы не нашли широкого применения, и в настоящее время практически на всех месторождениях используются индивидуальные приводы.

На месторождениях ОАО «Оренбургнефть» накоплен большой опыт эксплуатации малodeбитных скважин, который позволил выявить закономерности влияния основных геолого-физических характеристик скважины и пласта на эффективность использования станков-качалок.

Для статистического анализа были собраны и проанализированы данные по 397 скважинам НГДУ «Бузулукнефть» в течение длительного времени.

Обработка данных показала, что наработка на отказ станков-качалок как по типоразмерам, так и по условиям их работы изменяется в самых широких пределах. Например, средняя наработка на отказ станков-качалок СК-8 составляет 533, а СК-12 – 1620 сут. Средняя наработка СК по ЦДНГ № 1 990 сут, а по ЦДНГ № 5 всего 275 сут. Подобное положение объясняется тем, что загрузка станков-качалок как по глубине подвесок, так и по диаметрам насосов не соответствует их грузоподъемности.

Установлено, что на надежность работы и количество потребляемой энергии ШСНУ существенное влияние оказывает степень уравновешенности станка-качалки.

Наклонно направленный характер профиля кустовых скважин существенно увеличивает трение колонны штанг и в сочетании с образованием высоковязких эмульсий вызывает дополнительные энергетические потери в приводе установки. Это, естественно, приводит к возрастанию коэффициента асимметрии цикла нагружения привода и увеличению энергоемкости уравновешивающих контргрузов.

Кустовое расположение скважин и их наклонно направленный характер профиля ствола предъявляют специфические требования к технике эксплуатации скважин. Ввиду отсутствия промышленно освоенных образцов специальной техники возникает необходимость организации производства новых, менее материалоемких, с улучшенными энергетическими показателями станков-качалок. Этим требованиям отвечают групповые приводы.

При этом желательно простое конструктивное решение, которое можно было бы реализовать силами НГДУ.

Применение группового привода позволяет не только сократить потребность в станках-качалках, но и уменьшить металлоемкость и повысить КПД привода. Идея эксплуатации двух скважин одним станком-качалкой реализуется в простом конструктивном решении, содержащем известные и широко применяемые в промысловой практике устройства – канатные подвески, блоки и сварные конструкции.

При использовании группового привода увеличивается долговечность устьевых сальников, так как применение шкивов на крайних опорах вместо головки балансира позволяет более точно центрировать точки подвеса штанг с осью скважины. Это преимущество имеет немаловажное значение при существующей экологической обстановке на промыслах.

Как показали исследования, выполненные в БашНИПИнефти и УГНТУ, экономия металла при замене индивидуального привода на групповой составляет до 3 т на одну скважину [123, 162, 163, 165]. Потребность в электрооборудовании и средствах управления на скважину уменьшается в 2 раза. Надежность работы станка-качалки возрастает за счет снижения максимальной нагрузки на головку балансира.

Известен групповой привод штанговых скважинных насосов, включающий балансирный станок-качалку с уравновешивающим грузом, направляющие шкивы, установленные на стойках с основанием, две канатные подвески (а.с. 1635651). Недостатком

данного группового привода является низкий энергетический показатель работы станка-качалки при эксплуатации двух скважин с близкими технологическими параметрами. Последнее объясняется тем, что на головку балансира будут действовать две силы, близкие по значению и приложенные в точках крепления подвесок. Роторное и балансирное уравновешивания станка-качалки возможны при приложении только растягивающей силы, действующей на головку балансира снизу. Для обеспечения работоспособности данной конструкции минимальная нагрузка в одной скважине должна превышать максимальную в другой, т.е. минимальная нагрузка в скважинном оборудовании, подвешенном снизу, должна превышать максимальную нагрузку на полированный шток скважинного оборудования, подвешенного сверху [165].

Недостатком данного способа является возможность его применения только на близкорасположенных скважинах.

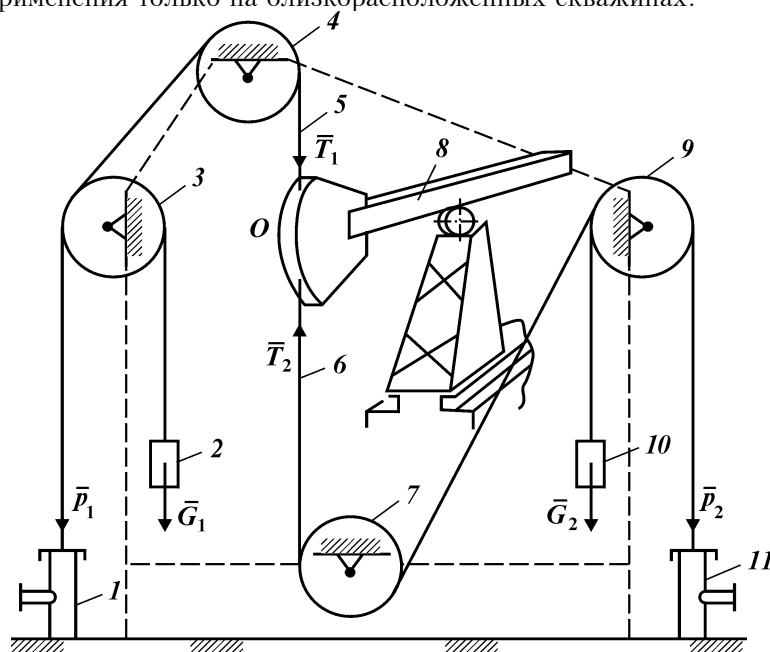


Рис. 2.21. Кинематическая схема привода для эксплуатации двух скважин одним станком-качалкой:

1, 11 – скважины с СШН; 2, 10 – контргрузы; 3, 4, 7, 9 – шкивы; 5, 6 – канатные подвески; 8 – балансирный станок-качалка

С учетом перечисленных недостатков предложенных групповых приводов для кустовых скважин рекомендована [123]

установка, включающая серийно выпускаемый станок-качалку и широко применяемые в промышленной практике устройства. Установка позволяет эксплуатировать скважинные штанговые насосы, установленные в двух скважинах с произвольным расстоянием между устьями.

На рис. 2.21 приведена кинематическая схема установки для эксплуатации двух скважин одним станком-качалкой.

Для расчета дебита совместно эксплуатируемых и объединенных общим приводом двух скважин рассмотрим систему уравнений:

$$K_1(p_{п1} - p_{с1}) = \alpha_1 Q_{т1}; \quad (2.128)$$

$$K_2(p_{п2} - p_{с2}) = \alpha_2 Q_{т2},$$

где K_1 и K_2 – коэффициенты продуктивности скважин; $p_{п1}$, $p_{п2}$, $p_{с1}$, $p_{с2}$ – соответственно пластовые и забойные давления; α_1 , α_2 – коэффициенты подачи ШГН; $Q_{т1}$, $Q_{т2}$ – условно-теоретические производительности ШГН. Индексы 1 и 2 обозначают принадлежность соответствующих параметров к первой и второй скважинам.

Система уравнений (2.128) для ожидаемых дебитов скважин, если забойные давления выразить через напор столба газожидкостной смеси между забоем скважин и приемом насосов, запишется в виде

$$Q_{01} = K_1[p_{п1} - \rho_{см1}g(H_1 - L_{п1}) - p_{пр1}]; \quad (2.129)$$

$$Q_{02} = K_2[p_{п2} - \rho_{см2}g(H_2 - L_{п2}) - p_{пр2}],$$

где $\rho_{см1}$, $\rho_{см2}$ – плотность газожидкостной смеси в интервале от забоя скважины до приема насоса; g – ускорение свободного падения; Q_{01} , Q_{02} – ожидаемые дебиты скважин в поверхностных условиях; H_1 , H_2 – глубины скважин; $L_{п1}$, $L_{п2}$ – глубины спуска ШГН; $p_{пр1}$, $p_{пр2}$ – давление на приеме насосов.

Далее по известной зависимости можно рассчитать соответствующие скорости откачки

$$S_{п1}n_1 = Q_{01}/\alpha_1\pi d_1^2; \quad (2.130)$$

$$S_{п2}n_2 = Q_{02}/\alpha_2\pi d_2^2,$$

где $S_{п1}$, $S_{п2}$ – длины ходов плунжера; n_1 , n_2 – число двойных ходов плунжера; d_1 , d_2 – диаметры насосов.

Конструктивные особенности установки не позволяют использовать теорию уравнивания для индивидуальных балансирующих станков-качалок, что связано с возможной потерей

устойчивости балансира опоры при действии в определенных условиях значительных усилий на его головку со стороны верхнего механизма крепления каната.

Необходимым условием, гарантирующим надежную работу станка-качалки при эксплуатации двух штанговых насосов, является выполнение неравенства

$$T_2 > T_1 > 0,$$

где T_1 , T_2 – усилия натяжения канатов со стороны соответственно верхнего и нижнего механизмов крепления (см. рис. 2.21).

Область допустимых значений дополнительных уравновешивающих контргрузов, обозначенных соответственно G_1 и G_2 , можно описать неравенствами

$$\begin{cases} 0 \leq G_1 < \gamma, \\ G_2 < CG_1 - \beta, \end{cases} \quad (2.131)$$

где $C = (g - a)/(g + a)$; $\beta = G_1' - CG_2$; $\gamma = CG_1$; $G_1' = G_1 + G_{ж1}$; $G_2' = G_2 + G_{ж2}$; здесь G_1 , G_2 – вес колонны штанг в жидкости соответственно для первой и второй скважины; $G_{ж1}$ и $G_{ж2}$ – вес жидкости, действующей на плунжер насоса соответственно первой и второй скважины; T_1 , T_2 – усилие соответственно в верхнем и нижнем узле крепления каната к головке балансира; C – ускорение элементов привода.

Решением системы уравнений (2.131), определяющим область допустимых значений G_1 и G_2 , является условие $\beta/C < \gamma$, при $\beta/C > \gamma$ обеспечить нормальную эксплуатацию станка-качалки невозможно.

Для оценки влияния горно-геологических и технологических факторов на эффективность использования станка-качалки для привода штанговых глубинных насосов, установленных в двух скважинах, была спроектирована и изготовлена опытно-промышленная установка (рис. 2.22).

Установка работает следующим образом. Посредством канатных подвесок 6 и 18, направляющих шкивов 8, 13, 15, 17 и механизмов крепления 11 и 12 устьевые штоки 5 и 19 колонн штанг соединяют с головкой балансира 4 станка-качалки 3. При этом скважину, в которой нагрузка в точке подвеса штанг больше, подключают через канатную подвеску 18 и направляющие шкивы 13 и 17 к нижнему механизму крепления 12 головки балансира 4 станка-качалки 3. Скважина с меньшей нагрузкой в точке подвеса штанг подключается к верхнему механизму крепления 11. При этом уравновешивание станка-качалки 3 обеспечивает кривошипный уравновешивающий груз

2. При ходе переднего плеча балансира вниз устьевой шток 19 более нагруженной скважины совершает ход вниз, а устьевой шток 5 менее нагруженной скважины – вверх.

В случае изменения технологических параметров, когда более нагруженной окажется другая скважина, перемещением шкивов 15 и 13 относительно головки балансира 4 станка-качалки 3 изменяется порядок крепления устьевых подвесок 6 и 18. Таким образом, канатная подвеска 6 соединяется с нижним 12 механизмом крепления через шкив 13, а подвеска 18 – с верхним 11 механизмом крепления через шкив 15.

Как уже отмечалось, надежная работа станка-качалки возможна при условии действия растягивающей нагрузки на головку балансира снизу. При эксплуатации скважин с близкими технологическими параметрами нагрузки, действующие на устьевые штоки 5 и 19, примерно одинаковые. Поэтому одинаковые нагрузки действуют на головку балансира 4 как со стороны верхнего 11, так и со стороны нижнего 12 механизма крепления

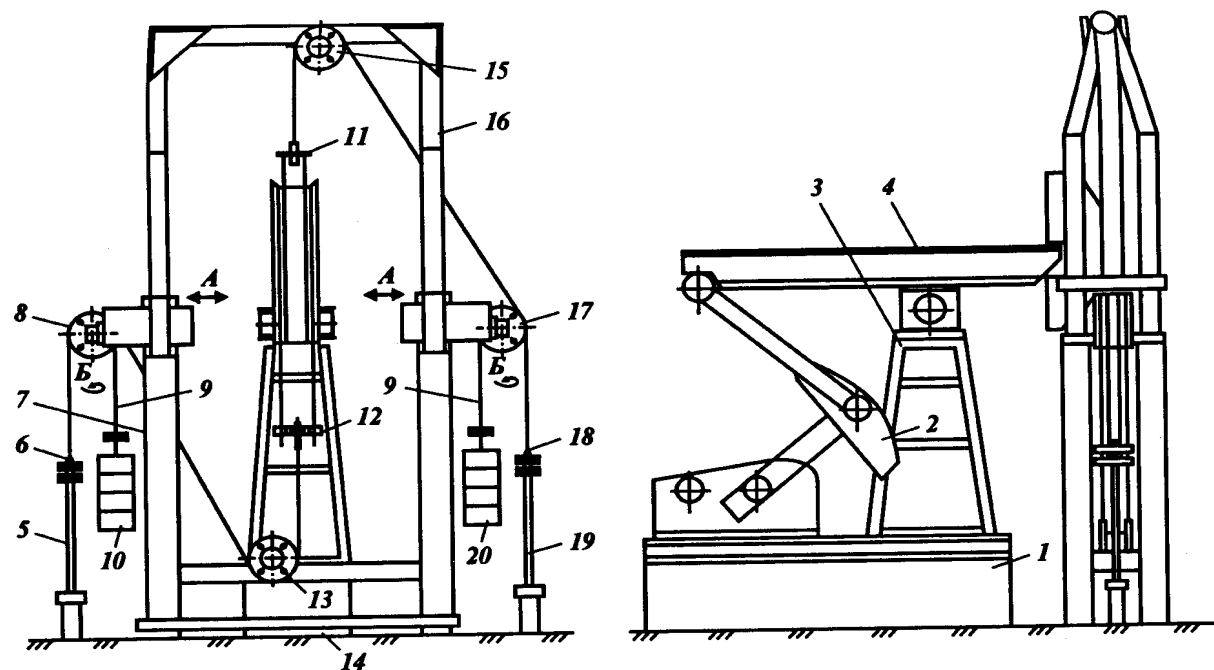


Рис. 2.22. Схема опытно-промышленной установки для эксплуатации СШН в двух скважинах:
 1 – фундамент СК; 2 – уравнивающий груз; 3 – станок-качалка; 4 – балансир; 5, 19 – устьевые штоки; 6, 18 – канатные подвески; 7, 16 – стойки; 8, 13, 15, 17 – шкивы направляющие; 9 – гибкие связи контргрузов; 10, 20 – контргрузы; 11, 12 – механизмы крепления; 14 – основание дополнительной опоры

натных подвесок 6 и 18. При этом уравнивание станка-качалки 3 грузом 2, установленным на кривошипе, не обеспечивается. Для достижения большей нагрузки на головку балансира 4 станка-качалки 3 со стороны нижнего 12 механизма крепления канатной подвески к устьевым штокам 5 и 19 посредством гибкой связи 9 крепятся дополнительные уравнивающие контргрузы 10 и 20 соответствующего значения. При этом режим работы станка-качалки с точки зрения его уравнивания становится соответствующим заданному. Изменением веса контргрузов 10 и 20 при любых условиях можно обеспечить превышение нагрузки в одной из скважин.

Привод допускает возможность эксплуатации одной скважины, присоединяя устьевой шток через канатную подвеску и направляющий шкив 13 к нижнему 12 механизму крепления головки балансира. Для проведения ремонтных работ шкивы 8 и 17 допускают возможность поворота относительно вертикальной оси.

Для обеспечения работоспособности конструкции группового привода минимальная нагрузка в одной скважине, как отмечалось выше, должна превышать максимальную в другой. Поэтому схема предусматривает дополнительные устьевые контргрузы. При этом направляющие шкивы группового привода размещаются на одной стойке попарно. Первая пара шкивов связана с головкой балансира СК канатной подвеской, а шкивы выполнены двухручьевыми и допускают перемещение вдоль стойки относительно головки балансира. Это дает возможность закрепления канатной подвески при большой нагрузке в нижней точке балансира.

Другая пара четырехручьевых шкивов монтируется стационарно у устьев скважин, это позволяет соединить канатные подвески гибкой связью с уравнивающими грузами.

Изменением массы грузов можно обеспечить превышение минимальной нагрузки в одной скважине над максимальной в другой. Привод допускает эксплуатацию одной скважины, присоединяя полированный шток через канатную подвеску и направляющий шкив к нижнему механизму крепления головки балансира.

Для эксплуатации скважин с расстоянием между устьями 5–13 м разработана конструкция установки с уменьшенным расстоянием между внутренними стойками вспомогательной рамы, предусматривающая крепление двухручьевых шкивов непосредственно на стойках. Регулировку расстояния между

осями четырехручьевых шкивов производят изменением длины горизонтальной тяги.

Положительный эффект при применении описанных приводов достигается за счет снижения затрат на монтаж дополнительного индивидуального привода и его эксплуатацию.

Опытно-промышленная установка для эксплуатации штанговых глубинных насосов, установленных в двух скважинах, была смонтирована на Бобровском месторождении НГДУ «Бузулукнефть». Использовался станок-качалка 7СК-8. Сква. 1002 эксплуатировалась насосом типа НВ1 диаметром 29 мм, спущенным на штангах диаметром 19 мм на глубину 1184 м. В скв. 1036 на колонне штанг диаметром 22 и 19 мм был установлен насос типа НН2 диаметром 44 мм, глубина спуска которого составляла 1248 м. В обеих скважинах применяли НКТ диаметром 73 мм. Режим откачки обеспечивался длиной хода головки балансира станка-качалки 1,7 м и числом качаний 5 м в минуту. В период эксплуатации средний дебит скважин изменялся от 10 до 15 м³/сут (скв. 1002) и от 11 до 19 м³/сут (скв. 1036).

В последующем были смонтированы и успешно эксплуатируются такие приводы на скв. 1012 и 1028 НГДУ «Бузулукнефть».

По результатам испытаний установлено, что при правильном подборе технологических режимов работы скважин достигается уменьшение суммарных максимальных и амплитудных нагрузок на головку балансира СК.

Имеется положительный опыт эксплуатации двух скважин, оборудованных СШН, одним станком-качалкой на Туймазинском, Арланском и других месторождениях [165].

2.6. РЕЗЕРВЫ СНИЖЕНИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ШСНУ

В условиях рыночной экономики успешная конкуренция возможна при минимальных затратах на производство продукции. В приложении к рассматриваемым вопросам это касается затрат на электроэнергию при добыче нефти.

Поздняя стадия разработки ряда нефтяных месторождений характеризуется уменьшением дебитов по нефти добывающих скважин. Необходимость сдерживания темпов падения добычи нефти по ним требует проведения различных геолого-технических мероприятий по увеличению дебитов скважин по жидкости.

Это в свою очередь приводит к увеличению расхода электроэнергии на добычу нефти.

Значительная часть механизированного фонда скважин относится к малодебитным. Из года в год доля таких скважин увеличивается, в связи с чем и растет парк эксплуатационного оборудования завышенной производительности. В связи с этим имеет важное значение изыскание путей снижения энергопотребления за счет увеличения объемов внедрения энергосберегающей техники и технологий, позволяющих снизить нормы расхода электроэнергии на 1 т добываемой нефти.

Удельная норма расхода электроэнергии – важнейший показатель, определяющий работу в области энергосбережения. Анализ динамики этого показателя по ОАО «Оренбургнефть» за 1990–1999 гг. определил характерные особенности работы по энергосбережению в этот период.

В течение ряда лет в ОАО «Оренбургнефть» проводятся промысловые исследования и выполняются инженерные разработки по изысканию резервов сокращения расхода электроэнергии при эксплуатации скважин с применением ШСНУ. Рассмотрим некоторые результаты этих работ.

ВЛИЯНИЕ УРАВНОВЕШЕННОСТИ СК НА РАБОЧИЕ ПАРАМЕТРЫ ЕГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА

Балансировка станка-качалки обеспечивает снижение нагрузок в приводе и наиболее экономичный режим электропотребления за счет уменьшения потерь электроэнергии и повышения коэффициента мощности и является поэтому экономически выгодным мероприятием. Поэтому представляет интерес проследить за ее динамикой в процессе эксплуатации под воздействием различных факторов.

Для решения поставленной задачи были выбраны и предварительно сбалансированы пять скважин на Покровском месторождении НГДУ «Бузулукнефть». В дальнейшем на этих скважинах периодически осуществлялись контроль за балансировкой станков и измерение основных параметров работы ШСНУ.

Балансировка и контроль за ней проводились по току нагрузки электродвигателей с использованием самопишущего амперметра Н-390.

Уравновешенность рассчитывалась по общепринятой формуле

$$\varepsilon = 2 \frac{I_1 - I_2}{I_1 + I_2}, \quad (2.132)$$

где I_1 – ток нагрузки двигателя при ходе плунжера вверх; I_2 – то же, при ходе плунжера вниз.

При этом положительное значение ε показывает, что станок-качалка недоуравновешен.

Для точного уравнивания грузы должны быть сдвинуты дальше от оси вращения балансира СК. Отрицательное значение показывает, что станок-качалка «переуравновешен» (груз должен быть сдвинут ближе к оси вращения).

Данные непосредственных измерений в ходе исследований приведены в табл. 2.13.

Таблица 2.13

Результаты исследований влияния балансировки станка-качалки на параметры работы электродвигателя привода

Номер скважины, тип и мощность двигателя, номинальный ток	Режим измерения	$N_1/(N_1/N_n)$, кВт/%	$N_2/(N_2/N_n)$, кВт/%	$I_1/(I_1/I_n)$, А/%	$I_2/(I_2/I_n)$, А/%	N_a ср, кВт	N_p ср, квар	Изменение потребляемой мощности ΔN , кВт (+ увеличение, – снижение)
593, АОП2-81-6, 30 кВт, 58 А	До уравнивания	-2,7/9	12/40	22/39	30/53	3,756	14,746	–
593, АОП2-81-6, 30 кВт, 58 А	После	4,8/16	6,3/21	22/39	24/43	3,571	16,080	-0,185
1584, 4АМР200, 30 кВт, 56 А	До уравнивания	-3,3/11	12,6/42	23/41	32/57	3,742	13,743	–
1584, 4АМР200, 30 кВт, 56 А	После	3,6/12	7,2/24	22/39	24/43	3,509	13,675	-0,233
1338, 4АМ200, 30 кВт, 56 А	До уравнивания	7,2/24	13,2/44	23/41	29/52	5,664	14,953	–
1338, 4АМ200, 30 кВт, 56 А	После	9,9/33	10,5/35	25/45	25/45	5,414	13,973	-0,250
1336, 4АМ200, 30 кВт, 56 А	До уравнивания	4,8/16	12,3/41	25/45	32/57	4,762	16,200	–
1336, 4АМ200, 30 кВт, 56 А	После	8,1/27	7,8/26	22,5/40	22,5/40	4,598	16,320	-0,164
Примечание. N_1, N_2, I_1, I_2 – соответственно мощности и токи при ходе плунжера вверх и вниз; N_a ср, N_p ср – средние значения соответственно активной и реактивной потребляемой мощности.								

Полученные результаты свидетельствуют о снижении потребления активной мощности N_a после проведения уравнивания. Среднее уменьшение активной мощности в расчете на одну исследуемую установку 0,208 кВт, что составляет 4,6 % от общего потребления.

Изменения потребления реактивной мощности в процессе уравнивания не наблюдалось, если не принимать во внимание изменения питающего напряжения, происходившего во время производства измерений.

Годовое снижение потребления электроэнергии ΔA после балансировки станков в расчете на весь фонд скважин можно рассчитать по формуле

$$\Delta A = K_{и\phi} n_c \Delta N_a T,$$

где $K_{и\phi}$ – коэффициент использования фонда скважин (по промышленным данным НГДУ $K_{и\phi} = 0,37$); n_c – число скважин в НГДУ эксплуатируемых ШГН; ΔN_a – снижение потребления активной мощности после балансировки в расчете на одну скважину; T – количество часов работы скважины в год, $T = 8000$ ч.

Исходя из приведенных данных годовая экономия электроэнергии на 292 скважинах НГДУ «Бузулукнефть»

$$\Delta A = 0,37 \cdot 292 \cdot 0,208 \cdot 8 \cdot 10^3 = 180 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Промысловые исследования в течение пяти месяцев показали, что по контрольным скважинам максимальное нарушение уравновешенности СК от первоначального уровня не превышало 6,6 %. Если учесть, что максимально допустимым значением дисбаланса с энергетической точки зрения считается $\epsilon = 10$ %, то полученные результаты дают основание считать уравновешенность величиной, достаточно стабильной во времени.

Таким образом, при точном уравнивании станков-качалок за период, равный среднему МРП скважины, значение коэффициента дисбаланса станка для большинства скважин не превысит предельно допустимого значения, равного 10 %.

При осуществлении точной балансировки станка с помощью самопишущего амперметра уравнивание в течение МРП можно осуществлять лишь один раз – непосредственно после подземного ремонта и вывода скважины на режим без периодической корректировки степени балансировки.

Таблица 2.14

**Влияние величины питающего напряжения на работу электродвигателей
станка-качалки**

Номер скважины, тип и мощность двигателя	$U_{дв}/\% \text{ от } U_n$	$N_1, \text{ кВт}$	$N_2, \text{ кВт}$	$N_{a \text{ ср}}, \text{ кВт}$	$N_{p \text{ ср}}, \text{ квар}$	$\Delta N_{a \text{ ср}}, \text{ кВт}$ $\Delta N_{p \text{ ср}}, \text{ квар}$ (+увеличение, – снижение)
320, АОП2-81-6, 30 кВт	220/100 196/89	9 8,64	10,62 10,44	4,938 4,796	12,06 9,52	$\Delta N_{a \text{ ср}} = -0,142$ $\Delta N_{p \text{ ср}} = -2,54$
933, АОП2-81-6, 30 кВт	226/103 218/99	-4,5 -4,5	12,0 12,0	3,550 3,480	18,82 17,80	$\Delta N_{a \text{ ср}} = -0,07$ $\Delta N_{p \text{ ср}} = -1,02$
1338, 4АМ200 30 кВт	236/107 228/104	15,9 14,4	2,1 2,1	6,610 6,430	20,25 17,97	$\Delta N_{a \text{ ср}} = -0,13$ $\Delta N_{p \text{ ср}} = -2,28$
306, 4АМР200 30 кВт	220/100 210/95	-8,1 -8,4	21,0 17,7	3,300 3,170	20,25 17,97	$\Delta N_{a \text{ ср}} = -0,13$ $\Delta N_{p \text{ ср}} = -2,96$
1295, 4АМ200, 30 кВт	220/100 210/95	18,9 18,9	12,0 12,0	7,020 6,870	14,16 13,00	$\Delta N_{a \text{ ср}} = -0,15$ $\Delta N_{p \text{ ср}} = -1,16$

Примечание. Условные обозначения те же, что и в табл. 2.13.

СНИЖЕНИЕ НАПЯЖЕНИЯ НА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯХ СК

В результате проведенных наблюдений установлено, что часть электродвигателей СК работает с недогрузкой. Замеры потребляемой мощности показали, что средние значения ее за цикл нагрузки по пяти скважинам (табл. 2.14) изменяются от 3,5 до 5,6 кВт при установленной мощности электродвигателя 30 кВт.

Известно, что для малозагруженных двигателей при невозможности их замены двигателями меньшей мощности с целью уменьшения потерь рекомендуется снижение питающего напряжения до 0,9 от номинального.

Экспериментальные исследования показали, что снижение напряжения питания не приводит к нарушению работы оборудования и в то же время уменьшает потребление активной мощности на 0,124 кВт, а реактивной на 1,99 квар в расчете на одну скважину (см. табл. 2.14) при снижении напряжения на электродвигателях СК.

Годовое уменьшение потребления электроэнергии при снижении напряжения на электродвигателях СК по данному мероприятию на 292 скважинах, оборудованных ШСНУ, можно определить по формуле

$$\Delta p = 0,65 K_{и \phi} n \Delta N_{a \text{ ср}} T. \quad (2.133)$$

Подставляя значения расчетных параметров в формулу (2.133), получаем

$$\Delta p = 0,65 \cdot 0,37 \cdot 292 \cdot 0,124 \cdot 8000 = 69\,000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

ОТКЛЮЧЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ 6/0,4 кВ КТП ПРИ ВЫВОДЕ СКВАЖИН В РЕМОНТ

По существующей практике при выводе скважин в ремонт или временном простое скважины силовые трансформаторы 6/0,4 кВ в 93 % случаев от сети 6 кВ не отключаются; они продолжают при этом потреблять электроэнергию в режиме холостого хода. Средняя установленная мощность трансформатора на скважине составляет около 80 кВ·А. Отключение трансформаторов при выводе скважины в ремонт позволит снизить потребление электрической мощности и энергии на значение потерь холостого хода трансформатора соответствующей мощности. Для определения размера экономии электроэнергии от данного мероприятия можно воспользоваться данными трансформатора ТМ-100, умножив его параметры на коэффициент 0,8 (привести их к средней мощности трансформатора на скважине).

Мощность, кВ·А	100
Потери активной мощности холостого хода, кВ·А	0,365
Потери тока холостого хода, %	2,6

Потери реактивной мощности в одном трансформаторе

$$\Delta N_{p\text{ xx}} = I_{xx} \frac{N_i}{100}, \quad (2.134)$$

где I_{xx} – потери тока холостого хода, %; N_n – мощность трансформатора, кВ·А.

Общие потери мощности холостого хода

$$\Delta N_{xx\text{ пр}} = 0,8N_{a\text{ xx}} + 0,8N_{p\text{ xx}} = 0,8 \cdot 0,365 = 0,8 \cdot 2,6 = 2,372 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Годовая экономия электроэнергии при своевременном отключении силовых трансформаторов скважин, находящихся в простое или ремонте, в расчете на весь фонд из 292 скважин

$$\begin{aligned} \Delta A &= 0,8 \cdot 0,93 (1 - K_{и\text{ ф}}) n \Delta S_{xx\text{ пр}} T_{г} = 0,8 \cdot 0,93 (1 - 0,37) \cdot 292 \cdot 2,372 \cdot \\ &\quad \frac{8000}{8000} = \\ &= 25\,597\,173 \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \end{aligned}$$

Коэффициент 0,8 учитывает возможные задержки в производстве отключений трансформаторов, а также его включение на время производства ремонтных работ на скважине.

ПРИВЕДЕНИЕ МОЩНОСТЕЙ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ К РЕЖИМУ ОПТИМАЛЬНОГО ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Потери мощности в трансформаторах зависят от мощности электродвигателя станка-качалки. В то же время номинальная мощность электродвигателя намного превышает фактическую его нагрузку. В связи с этим были предприняты исследования на восьми скважинах по определению фактической нагрузки электродвигателей станков-качалок. Результаты этих работ следующие:

Номер скважины	820	933	306	1295	593	1584	1338	1336
Средняя нагрузка, кВ·А ...	13,03	19,15	19,08	16,2	15,2	14,24	16,0	16,88

Учитывая неравномерность графика нагрузки СК, обусловленную кинематикой привода даже полностью уравновешенного станка-качалки, коэффициент формы нагрузочной кривой $K_{\phi} = 1,5$. С учетом этого средняя квадратичная нагрузка электродвигателя ($N_n = 30$ кВт) составит 25–30 кВ·А.

Были рассчитаны суммарные потери в трансформаторах различных номинальных мощностей для нагрузки 25 кВ·А. В результате оказалось, что при существующих нагрузках ШСНУ и двигателях номинальной мощностью 30 кВт с точки зрения минимума потерь в трансформаторах наиболее предпочтительны трансформаторы мощностью 63 кВ·А. Однако разница с трансформаторами других номинальных мощностей незначительна. Если при существующем положении эксплуатации скважин с ШСНУ заменить все трансформаторы мощностью 100 и 160 кВ·А на трансформаторы мощностью 63 кВ·А, годовая экономия электроэнергии на рассматриваемых восьми скважинах составит около 22 тыс. кВт·ч, а снижение потребления реактивной мощности – 50 квар. Поэтому на данном этапе проведение этих мероприятий специально нецелесообразно.

Положение может измениться, если на ШСНУ будут применены электродвигатели мощностью 15 и 11 кВт, а также при условии значительного повышения коэффициента использования фонда скважин, оборудованных ШСНУ. Тогда наиболее выгодными окажутся трансформаторы мощностью 40

кВ·А и замена на них по мере физического износа трансформаторов 63, 100, 160 кВ·А даст заметный эффект.

На одиночных скважинах с ШСНУ в любом случае необходимо по мере физического износа трансформаторов мощностью 100, 160 кВ·А устанавливать вместо них трансформаторы мощностью 63 или 40 кВ·А, как более дешевые.

ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ УМЕНЬШЕНИЯ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ СК

Из литературы известно, что при загрузке электродвигателей менее 45 % номинальной мощности, их работа становится неэкономичной и целесообразна замена таких двигателей [28, 49]. Однако на станках-качалках часто установленная мощность электродвигателя больше потребляемой.

По результатам обследования фонда скважин и измерения потребляемой двигателями СК мощности установлено следующее:

в основном на скважинах установлены электродвигатели номинальной мощностью $N_n = 30$ кВт;

средняя потребляемая электродвигателями мощность $N_{ср1}$ по девяти исследованным скважинам составила 4,72 кВт, максимальная средняя из зафиксированных – 7,02 кВт, максимальная зафиксированная потребляемая мощность в один из пиков нагрузки на полностью неуравновешенном станке-качалке – 21 кВт.

Таким образом, можно сделать вывод, что в сложившихся условиях эксплуатации в НГДУ «Сорочинскнефть» электродвигатели станков-качалок с мощностью 30 кВт работают с большой недогрузкой и возможна их замена на электродвигатели меньшей мощности.

При выборе мощности заменяющего электродвигателя необходимо учитывать циклический характер графика нагрузки СК, определяемый кинематикой привода, т.е. вводить в расчеты коэффициент формы графика нагрузки K_ϕ . Для полностью уравновешенного СК $K_\phi = 1,46$, неуравновешенного – до 3,94 [28, 49]. Учитывая, что в реальных условиях идеальной балансировки достичь не удастся, в дальнейших расчетах величина $K_\phi = 1,8$.

В результате расчетов была получена необходимая мощность двигателя, равная 11 кВт, но, учитывая значительные перегрузки, возникающие на первоначальном этапе ввода скважины в эксплуатацию или после ремонтных работ

оборудования, рекомендуется выбирать мощность двигателя 15 кВт.

Замена установленных на СК двигателей номинальной мощностью 30 на 15 кВт позволит получить годовую экономию электроэнергии в расчете на весь фонд

$$\Delta A = K_{и\phi} n \Delta N_{ад} T = 0,37 \cdot 292 \cdot 0,116 \cdot 8000 = 100,2 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}, \quad (2.135)$$

где $\Delta N_{ад}$ – снижение активной мощности в результате замены двигателя на одной скважине, кВт.

В проведенных промысловых исследованиях изучена возможность снижения потребления электроэнергии только за счет более рациональной работы электрооборудования и электрических сетей по скважинам, эксплуатируемым ШСНУ.

Здесь не затрагивались вопросы экономии электроэнергии, связанные с оптимизацией работы ШСНУ, изменением системы разработки месторождений, коэффициентом продуктивности скважин, технологии добычи и подготовки нефти, внедрением более прогрессивного оборудования.

Дальнейшее снижение потребления электроэнергии в добыче нефти возможно на основе комплексного подхода к решению задач поддержания оптимальных условий работы всех элементов технологии разработки нефтяных месторождений.

3

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОПОГРУЖНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ



Наряду с глубинными штанговыми насосами большое применение находят установки электропогружных центробежных насосов, которые используют при эксплуатации обводненных, высокодебитных, глубоких и наклонных скважин в агрессивных средах. УЭЦН, не имея длинной колонны штанг между насосом и приводом, позволяют передавать насосу значительно большую мощность (до сотен киловатт), а значит увеличивать добычные возможности оборудования этого вида. Кроме того, погружные центробежные электронасосы относятся к типу динамических насосов, которые отличаются мягкой рабочей характеристикой. Однако они чувствительны к газу, вязкости перекачиваемой жидкости и наличию в ней механических примесей. Регламентированные техническими условиями показатели – содержание свободного газа на приеме, количество механических примесей, вязкость – из-за причин как технического, так и организационного характера трудновыполнимы. На ряде месторождений различных нефтяных районов достигаются высокие технико-экономические показатели при эксплуатации скважин УЭЦН.

Погружные центробежные электронасосы приводятся во вращение погружным электродвигателем специальной конструкции. Электродвигатель питается с поверхности электроэнергией, подводимой по кабелю от повышающего автотрансформатора или

Рис. 3.1. Установка электропогружного центробежного насоса:

a – УЭЦН: 1 – гидрозащита, 2 – насос, 3 – кабельная линия, 4 – НКТ, 5 – металлический пояс, 6 – оборудование устья скважины, 7 – станция управления, 8 – трансформатор; *б* – центробежный многоступенчатый электронасос: 1 – верхняя секция с ловильной головкой, 2 – нижняя секция, 3 – шлицевая муфта, 4 – опорная пята, 5 – корпус подшипника, 6 – направляющий аппарат, 7 – рабочее колесо, 8 – корпус, 9 – вал, 10 – шпонка, 11 – подшипник скольжения, 12 – защитная втулка, 13 – основание, 14 – фильтр, 15 – приводная муфта

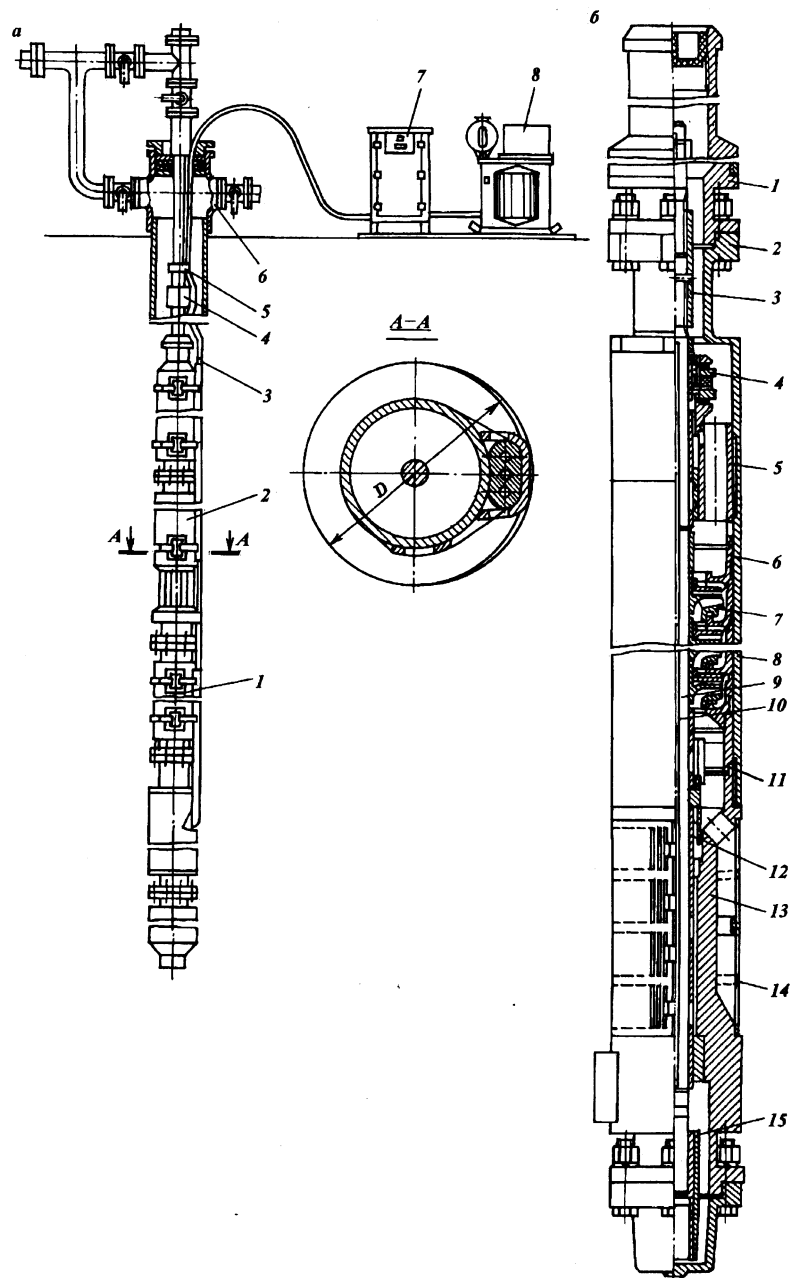


Таблица 3.1

Техническая характеристика ПЦЭН

Шифр насоса	КПД, %	Номиналь- ная подача, м ³ /сут	Напор, м	Число ступеней	Число секций	Масса секции, кг			Длина секции, м		
						верхней	средней	нижней	верхней	средней	нижней
2ЭЦН5-40-1400	39,6	40	1425–1015	273	2	127	–	130	3,98	–	4,14
ЭЦН5-40-1750	43	40	1800	349	3	127	75	130	3,94	2,38	4,14
2ЭЦН5-80-1200	51,5	80	1285–715	274	2	73	–	170	2,43	–	5,54
ЭЦН5-80-1550	51,5	80	1600	364	2	138	–	165	4,63	–	5,54
ЭЦН5-80-1800	51,5	80	1780	413	3	76,5	119	165	2,43	3,88	5,54
3ЭЦН5-130-1200	58,5	130	1330–870	283	2	137	–	185	3,93	–	5,54
ЭЦН5-130-1400	58,5	130	1460	348	3	137	175	185	3,93	2,38	5,54
2ЭЦН5-200-800	50	200	960–545	225	2	99	–	140	3,93	–	5,54
1ЭЦН5А-100-1350	51	100	1520–1090	264	2	128	–	191	3,14	–	5,54
1ЭЦН5А-160-1100	58,7	160	1225–710	224	2	94	–	248	2,44	–	5,52
2ЭЦН5А-160-1200	61	160	1560–1040	274	2	152	–	248	3,94	–	5,52
ЭЦН5А-160-1750	61	160	1755	346	3	152	113	248	3,94	3,08	5,52
1ЭЦН5А-250-800	60,3	250	890–490	145	2	157	–	217	3,84	–	4,82
1ЭЦН5А-250-1000	60,2	250	1160–610	185	2	211	–	230	5,34	–	5,52
1ЭЦН5А-250-1400	60	250	1580–930	265	3	185	213	230	4,64	5,28	5,52
1ЭЦН5А-360-600	59,7	360	660–490	134	2	125	–	230	3,14	–	5,52
2ЭЦН5А-360-700	60	360	810–550	161	2	182	–	220	4,64	–	5,52
2ЭЦН5А-360-850	60,7	360	950–680	184	3	148	151	194	3,94	3,88	4,12
2ЭЦН5А-360-1100	59,5	360	1260–920	248	3	182	313	220	4,64	5,28	5,52
1ЭЦН5А-500-800	59,5	500	830–700	213	3	198	199	239	4,64	4,58	5,52

1ЭЦН6-100-1500	49	100	1610–1090	213	2	125	–	202	2,45	–	4,15
2ЭЦН6-160-1450	57,6	160	1715–1230	249	2	111	–	269	2,45	–	5,55
4ЭЦН6-250-1050	63	250	1100–820	185	2	120	–	252	2,45	–	5,55
2ЭЦН6-250-1400	62,6	250	1590–1040	231	2	193	–	252	3,95	–	5,55
ЭЦН6-250-1600	62,6	250	1700–1080	253	2	218	–	252	4,64	–	4,85
2ЭЦН6-350-850	65	350	1035–560	127	2	245	–	279	2,45	–	5,55
3ЭЦН6-350-1100	65	350	1120	168	2	226	–	279	4,64	–	5,55
2ЭЦН6-500-750	63	500	930–490	145	2	245	–	250	4,65	–	4,85
1ЭЦН6-700-800	58	700	850–550	152	3	223	262	272	3,95	4,58	4,85
1ЭЦН6-500-1100	59	500	1350–600	217	3	245	240	250	4,65	4,58	4,85
ЭЦН6-700-1100	60	700	1220–780	233	4	246	235	276	4,92	4,65×2	5,56
ЭЦН6-1000-900	60	1000	1085–510	208	4	260	251	260	5,62	5,35×2	5,56
2ЭЦНИ6-350-1100	62,1	350	1170–710	154	2	220	–	241	4,68	–	5,53
2ЭЦНИ6-500-750	61,5	500	860–480	157	2	202	–	270	5,34	–	5,55
ЭЦНК5-80-1200	49,5	80	1250–785	274	2	73	–	170	2,43	–	5,54
ЭЦНК5-80-1550	51,5	80	1600	364	2	142	–	168	4,63	–	5,54
ЭЦНК5-130-1200	58,5	130	1330–870	283	2	137	–	185	3,93	–	5,54
ЭЦНК5-130-1400	58,5	130	1460	348	3	137	75	185	3,93	2,38	5,54
<i>Примечание.</i> В шифре установки: И – насос износостойкого исполнения; К – насос коррозионно-стойкого исполнения.											

трансформатора через станцию управления, в которой сосредоточена вся контрольно-измерительная аппаратура и автоматика. Погружной центробежный электронасос спускается в скважину под расчетный динамический уровень. Жидкость подается по НКТ, к внешней стороне которых прикреплен специальными поясами электрокабель. В насосном агрегате между самим насосом и электродвигателем имеется промежуточное звено, называемое протектор или гидрозащита.

Принципиальная схема УЭЦН приведена на рис. 3.1, а. Установка включает в себя: погружной электродвигатель, гидрозащиту 1, насос 2, кабельную линию 3, насосно-компрессорные трубы 4, металлический пояс 5, оборудование устья скважины 6, станцию управления 7, трансформатор 8.

Основным элементом УЭЦН является многоступенчатый, секционный погружной центробежный электронасос (рис. 3.1, б), (табл. 3.1). Каждая ступень ПЭЦН состоит из направляющего аппарата 6 и рабочего колеса 7, насаженного на общий вал 9 всех ступеней секции. Рабочие колеса закреплены на валу общей шпонкой 10 и имеют скользящую посадку, а направляющие аппараты – в корпусе насоса, представляющем собой трубу. Число ступеней может достигать 400. Во время вращения колес напор преобразуется в давление, развиваемое насосом, которое определяется числом ступеней и частотой вращения рабочих колес, диаметром насоса и некоторыми другими факторами.

За последние десять лет конструкторами и заводами-изготовителями выполнены значительные работы по повышению надежности отдельных узлов УЭЦН, но ряд технических решений требует дальнейшего совершенствования. Это касается в первую очередь электродвигателя, гидрозащиты и кабеля.

На некоторых месторождениях ОАО "Оренбургнефть", например Зайкинском, вследствие высоких пластовых температур, достигающих 100 °С и более, отечественные двигатели вообще неприменимы.

Количество осложненных скважин непрерывно увеличивается, поэтому разработка ряда специальных насосов для таких скважин – одна из важных задач.

3.1. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ И РЕЖИМА РАБОТЫ УЭЦН

ВЫБОР ГЛУБИНЫ ПОГРУЖЕНИЯ И РАСЧЕТ СЕПАРАЦИИ ГАЗА У ПРИЕМА НАСОСА

Глубина спуска электроцентробежного насоса в скважину определяется, как и для случая ШСН, по кривым изменения давления в стволе скважины. Основным критерием для выбора глубины погружения насоса является газосодержание на его приеме. В литературе приводятся различные значения допускаемого содержания свободного газа у приема насоса: при газосодержании до 7 % напорная характеристика насоса не ухудшается; при газосодержании 7–20 % необходимо в расчет напора вносить поправку; при газосодержании более 30 % наблюдается срыв подачи насоса.

Отсутствие однозначных количественных ограничений на значение газонасыщенности у приема ЭЦН затрудняет выявление механизма влияния газа на работу насоса. На сегодняшний день ряд исследователей считают, что снижение напора при попадании свободного газа в насос связано с уменьшением плотности газожидкостной смеси. Причина вредного влияния газа на работу насоса – нарушение энергетического обмена между рабочим колесом и перекачиваемой смесью. Поэтому наиболее оптимальное значение свободного газосодержания на приеме ЭЦН – 30–40 %. Зная это, на кривой изменения давления по стволу скважины следует найти участок с таким значением газосодержания и с учетом кривизны скважины выбрать глубину спуска насоса. Как показывает практика эксплуатации ЭЦН, наличие в насосе такого количества свободного газа приводит к увеличению МРП скважин на 10–15 %.

При расчетах глубина подвески насоса обычно определяется для двух-трех вариантов конструкции установок. Для них же выполняются и все остальные расчеты. При выполнении проверочных расчетов (расчет изменения давления по стволу скважины выше приема насоса и изменения давления по НКТ) следует учитывать сепарацию газа у приема ЭЦН.

Коэффициент сепарации для скважин, оборудованных установками ЭЦН,

$$K_n = \frac{1}{1 + 0,6 \frac{Q}{v_o F_z}}, \quad (3.1)$$

где Q – производительность насоса, м³/сут; v_o – относительная скорость всплытия газовых пузырьков в жидкости, м/с; F_z – площадь сечения затрубного пространства между обсадной колонной и ПЭД, м². Всю остальную часть расчетов в связи с

изменением газового фактора выполняют аналогично варианту ШСНУ.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕБУЕМОГО НАПОРА НАСОСА

Для согласования характеристик насоса и скважины и, следовательно, нахождения значения удельной энергии, передаваемой насосом газожидкостной смеси, а также обеспечения нормы отбора жидкости из скважины с выбранной глубины спуска насоса строится напорная характеристика скважины $H_c = H_c(Q_c)$:

$$H_c = L_a + \delta_2 / (\rho_{\text{ж}} g) + h_0 - L_a, \quad (3.2)$$

где L_d – глубина динамического уровня скважины при отборе заданного количества жидкости, м; p_2 – давление на устье скважины, Па; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м²/с; h_t – потери напора на трение, м; L_r – высота подъема жидкости за счет работы газа, м.

Если нет данных о значении динамического уровня, то его можно определить:

$$L_a = H - \frac{\delta_{ie} - Q/K}{\rho_{\text{см}} g}, \quad (3.3)$$

где H – глубина скважины, м; $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Па; Q – дебит скважины, м³/с; K – коэффициент продуктивности скважины, м³/(с·Па); $\rho_{\text{см}}$ – средняя плотность газожидкостной смеси в интервале от забоя скважины до динамического уровня, кг/м³.

Потери напора на гидравлическое трение $h_{\text{тр}}$ в НКТ ориентировочно определяют как для однородной ньютоновской жидкости по формуле

$$h_{\text{тр}} = \lambda \frac{L_i v^2}{2gd}, \quad (3.4)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления; L_n – глубина спуска насоса, м; v – линейная скорость потока, м/с,

$$v = \frac{Q_i b_i + Q_a b_a}{86400 F}, \quad (3.5)$$

Q_n , Q_v – дебит скважины по нефти и воде соответственно; b_n , b_v – объемные коэффициенты нефти и воды; F – площадь поперечного сечения НКТ.

Как показывает практика, $h_{\text{тр}} = 20 \div 40$ м.

Высота подъема жидкости за счет работы выделившегося в НКТ газа

$$L_{\text{а}} = 4d\tilde{A}_{\text{гб}} \left(1 - \sqrt[3]{\frac{\delta_2}{\delta'_{\text{гб}}}} \right) [1 - n_{\text{а}}], \quad (3.6)$$

где d – диаметр НКТ, дюймы; $\Gamma_{\text{эф}}$ – эффективный газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $p'_{\text{нас}}$ – давление насыщения после сепарации газа у насоса; $n_{\text{в}}$ – средняя обводненность продукции в подъемнике при среднем давлении в подъемнике $p = 0,5(p_{\text{вн}} + p_2)$.

Для построения напорной характеристики скважины задаются несколькими значениями дебита (пять-шесть, начиная от нуля); по расчетным точкам в координатах $H_{\text{с}} = H_{\text{с}}(Q)$ строится линия развиваемого пластом напора $H_{\text{с}}$. В дальнейшем на напорную характеристику скважины накладывается характеристика насоса и находится точка их пересечения, определяющая дебит скважины, равный подаче ЭЦН.

Выбор диаметра НКТ для установок ЭЦН рекомендуется осуществлять в зависимости от дебита скважины:

Дебит по жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$	< 150	150–300	> 300
Внутренний диаметр НКТ, мм	50,3	62	76

ПОДБОР И КОРРЕКТИРОВКА РАБОЧИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

По кривым типовых характеристик погружных ЭЦН, дебиту по жидкости и требуемому напору выбирают несколько насосов, обеспечивающих необходимый отбор жидкости в области рабочих режимов работы насосов при условии

$$0,6 \leq Q/Q_{\text{в опт}} \leq 1,2, \quad (3.7)$$

где $Q_{\text{в опт}}$ – подача насоса по воде в оптимальном режиме. Точки пересечения характеристик насоса с характеристикой скважины дадут значения подачи выбранных насосов по воде.

На практике свойства откачиваемой продукции скважины отличаются от свойств воды: вода с нефтью образует эмульсии; если давление у приема насоса меньше давления насыщения, то в насос попадает свободный газ. Поэтому для повышения точности расчетов делают корректировку характеристик насоса на вязкость откачиваемой среды и наличие свободного газа.

Зависимость напора, подачи и КПД насоса от вязкости откачиваемой жидкости учитывают с помощью специальных коэффициентов. С увеличением вязкости в рабочих ступенях насоса возрастают сопротивление потоку и потери энергии на вращение дисков колеса в жидкости, трение в пяте рабочего колеса. Все это уменьшает подачу, напор, КПД насоса и повышает потребляемую мощность.

При газосодержании на приеме насоса 5–7 % и менее влиянием газа на работу насоса можно пренебречь, а пересчет характеристик насоса с воды на эмульсию рекомендуется выполнять по номограммам П.Д. Ляпкина – В.П. Максимова для жидкостей, вязкость которых в пластовых условиях не превышает 0,03–0,05 см²/с. Для повышенных значений вязкости, газосодержания нефти и температуры необходимо корректировать рабочие характеристики насоса.

В качестве вязкостной характеристики продукции нефтяных скважин используется кажущаяся кинематическая вязкость, м²/с:

$$\nu_{\dot{\gamma}} = \mu_{\dot{\gamma}} / \rho_{\text{ai}}, \quad (3.8)$$

где $\mu_{\dot{\gamma}}$ – кажущаяся динамическая вязкость эмульсии при соответствующих значениях температуры и скорости сдвига потока, Па·с; $\rho_{\text{вн}}$ – средняя плотность скважинной продукции в каналах рабочих органов насоса, кг/м³;

$$\rho_{\text{ai}} = \rho_{\text{f}} (1 - n_{\text{a}}) + \rho_{\text{a}} n_{\text{a}}. \quad (3.9)$$

Зависимость напора, КПД и подачи насоса от вязкости откачиваемой жидкости оценивают с помощью коэффициентов

$$K_{i, Q} = H/H_{\text{a}} = Q/Q_{\text{a}}; \quad (3.10)$$

$$K_{\eta} = \eta/\eta_{\text{a}}, \quad (3.11)$$

где $H_{\text{в}}$, $Q_{\text{в}}$, $\eta_{\text{в}}$ – соответственно напор, подача и КПД насоса при работе на воде в заданном режиме; H , Q , η – те же параметры, но при работе насоса на вязкой жидкости.

Коэффициенты $K_{H, Q}$ и K_{η} зависят от числа Рейнольдса потока в каналах центробежного электронасоса, определяемого по формуле

$$\text{Re}_{\text{f}} = \frac{4,3 + 0,816 n_s^{0,274}}{n_s^{0,575}} \frac{Q}{\nu_{\dot{\gamma}}} \sqrt[3]{\frac{n_1}{Q_{\text{a}} \text{itd}}}, \quad (3.12)$$

где n_s – коэффициент быстроходности ступени насоса,

$$n_s = 193 n_1 Q_{\text{в опт}}^{0,5} \left(g \frac{i_{\text{в опт}}}{z_i} \right)^{-0,75}; \quad (3.13)$$

n_1 – частота вращения вала насоса, 1/с; $Q_{\text{в опт}}$ – подача насоса на воде в оптимальном режиме, м³/с; $H_{\text{в опт}}$ – напор насоса на воде в оптимальном режиме, м; z_i – число ступеней насоса.

По величине Re_i с помощью специальных графиков П.Д. Ляпкина находят значения коэффициентов K_η , $K_{H,Q}$ и пересчитывают характеристики насоса с воды на эмульсию. Кроме графического способа определения данных коэффициентов, можно воспользоваться и аппроксимирующими формулами:

для ламинарного режима

$$K_{H,Q} = \frac{Re_i}{Re_i - 50 + 200 \cdot Q_{\text{в}}/Q_{\text{в опт}}}; \quad (3.14)$$

$$K_\eta = 0,485 \cdot \lg Re_i - 0,63 - 0,26 \cdot Q_{\text{в}}/Q_{\text{в опт}};$$

для турбулентного режима

$$K_{H,Q} = 1 - (3,585 - 0,821 \cdot \lg Re_i) (0,027 + 0,485 \cdot Q_{\text{в}}/Q_{\text{в опт}}); \quad (3.15)$$

$$K_\eta = 0,274 \cdot \lg Re_i - 0,06 - 0,14 \cdot Q_{\text{в}}/Q_{\text{в опт}},$$

где $Q_{\text{в}}$ – подача насоса на воде при соответствующем режиме, м³/с.

Порядок пересчета характеристик центробежного насоса с воды на свойства эмульсии может быть следующим.

1. Определяют долю воды в продукции скважины при стандартных условиях, тип эмульсии. С учетом давления в насосе, температуры и газонасыщенности рассчитывают вязкость эмульсии.

2. Находят среднюю температуру газожидкостной смеси в насосе.

3. Задаваясь рядом $Q/Q_{\text{в опт}}$, а затем определяя по фактической водной характеристике $Q_{\text{в опт}}$, определяют $Q_i = (Q/Q_{\text{в опт}})Q_{\text{в опт}}$ в соответствии с ранее выбранными значениями $(Q/Q_{\text{в опт}})$.

4. Для полученных значений Q_i по характеристикам насоса устанавливают соответствующие ему H_i .

5. Вычисляют значение коэффициента быстроходности. Если число оборотов вала насоса неизвестно, то оно принимается равным 295 с^{-1} .

6. По определенному числу Рейнольдса для оптимального режима ($Q/Q_{\text{в опт}} = 1$) по формулам (3.14), (3.15) находят значение коэффициента $K_{H,Q}$ для ламинарного и турбулентного режимов течения смеси в насосе. Затем из двух значений $K_{H,Q}$ выбирают меньшее.

7. По формуле (3.10) рассчитывают значение Q , соответствующее подаче насоса на водонефтяной эмульсии.

8. По найденному значению Q из п. 7 находят новое значение числа Рейнольдса и затем уточняют значение $K_{H,Q}$. Эти операции по уточнению коэффициента $K_{H,Q}$ осуществляют до тех пор, пока последующее значение $K_{H,Q}$ не будет отличаться от предыдущего более чем на 0,02.

9. По значению числа Рейнольдса из п. 8, соответствующему окончательному значению $K_{H,Q}$ и значению $Q = Q_{\text{в опт}}$, по формулам (3.14), (3.15) определяют значения коэффициента K_{η} для двух режимов, из которых выбирают меньшие.

10. Определяют подачу, напор, КПД насоса по формулам (3.10), (3.11), соответствующие режиму $Q = Q_{\text{в опт}}$.

11. Операции п. 1–10 повторяют и для других принятых значений отношений $Q/Q_{\text{в опт}}$, после чего строят график $Q-H$, $\eta-Q$, $Q-N$, где N – потребляемая насосом мощность (в кВт) при откачке скважинной продукции в выбранном режиме.

Для расчетов потребляемой мощности можно воспользоваться формулой

$$N = 10^{-3} g Q_{\text{в}} H_{\text{в}} \rho_{\text{в}} K_{H,Q}^2 / (\eta_{\text{в}} K_{\eta}). \quad (3.16)$$

При газосодержании на приеме насоса до 7 % его можно не учитывать. При увеличении свободного газосодержания напорная характеристика и КПД насоса смещаются влево с резким уменьшением КПД. Практически для исключения вредного влияния газа целесообразнее предусмотреть установку на валу насоса специального газового сепаратора конструкции П.Д. Ляпкова или в качестве первых 10–15 ступеней установить рабочие ступени от насоса тех же габаритов, но большей производительности.

ПОДБОР ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ, КАБЕЛЯ, ТРАНСФОРМАТОРА И СТАНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ

Электродвигатель для установки выбирают исходя из условия

$$0,5 \leq N/N_A \leq 1, \quad (3.17)$$

где N – мощность, потребляемая насосом; N_A – номинальная мощность ПЭД.

При подборе ПЭД необходимо, чтобы присоединительные размеры протектора ПЭД соответствовали соединительным размерам насоса.

Важное значение при выборе оборудования установок ПЭЦН придается начальному моменту работы двигателя и насоса в период пуска и освоения скважины. Попадание из пласта в скважину воды (для чисто нефтяных скважин это вода после глушения скважины или ремонтных работ) приводит к увеличению плотности жидкости, а простой скважины – к уменьшению газонасыщенности продукции. При неизменных значениях $p_{пл}$ и $p_{заб}$ давление у входа в насос при освоении скважины может быть существенно ниже, а на выходе – выше, чем в обычных условиях работы насоса.

Рост удельной энергии, затрачиваемой на подъем жидкости, вызывает уменьшение подачи или даже ее прекращение. Последнее приводит к ухудшению охлаждения, перегреву ПЭД и его преждевременному выходу из строя. Поэтому установка ЭЦН должна обеспечивать работу в режиме освоения в течение всего периода освоения скважины (иногда 10–15 сут) со среднесуточным дебитом не ниже Q_{min} и давлением на входе в насос не менее $p_{пр min}$. Значения этих величин определяют по формулам:

$$Q_{min} = 330N_d F_3;$$

$$p_{пр min} = 0,5 \div 1,0 \text{ МПа}, \quad (3.18)$$

где F_3 – площадь поперечного сечения кольцевого пространства между стенками скважины и корпусом ПЭД, м².

Затем по минимальным значениям мощности, напряжения и силы тока ПЭД подбирают трансформатор и станцию управления.

Для выбора длины электрического кабеля к длине колонны НКТ следует добавить около 50 м, так как в процессе

эксплуатации скважины может возникнуть необходимость увеличения глубины спуска насоса:

$$L_{\text{к}} = L_{\text{н}} + 50, \quad (3.19)$$

где $L_{\text{к}}$ – длина кабеля, м; $L_{\text{н}}$ – глубина спуска насоса в скважину с учетом кривизны ствола.

На значение мощности, потребляемой всей установкой ПЭЦН, влияют потери в ПЭД и кабеле. Сумма потерь мощности в ПЭД:

$$\sum N_{\text{а}}^{\text{ii} \dot{0}} = N \left\{ \frac{1}{\eta_{\text{а}} \left[b_2 - c_2 \left(\frac{N}{N_{\text{а}}} - d_2 \right)^2 \right]} - 1 \right\}, \quad (3.20)$$

где $\eta_{\text{д}}$ – КПД ПЭД при нормальной нагрузке; b_2, c_2, d_2 – эмпирические коэффициенты.

По значению потерь мощности определяется температура перегрева ПЭД:

$$t_{\text{а i}} = b_3 \sum N_{\text{а}}^{\text{ii} \dot{0}} - \tilde{n}_3, \quad (3.21)$$

где b_3, c_3 – находятся по справочникам по УЭЦН.

При работе ПЭД из-за перегрева двигателя будет происходить нагрев газожидкостной смеси вблизи ПЭД. Известно, что наличие в составе продукции воды и свободного газа изменяет значение температуры перегрева ПЭД. Количественно это изменение оценивается с помощью коэффициента

$$K_{\text{г}} = (2 - B)(1 - 0,75 \beta_{\text{г пр}}), \quad (3.22)$$

где B – обводненность; $\beta_{\text{г пр}}$ – объемное расходное газосодержание у приема насоса.

Затем определяют значение коэффициента уменьшения потерь в ПЭД $K_{\text{у п}}$ по мере снижения его температуры по формуле

$$K_{\text{о i}} = 1 - b_5 \{ 1 - 0,0077 [t_{\text{а i}} K_{\text{г}} + (t_{\text{с}} - 20)] \}, \quad (3.23)$$

где $t_{\text{с}}$ – температура перед установкой ПЭЦН, градус.

Далее с учетом (3.20) и (3.23) определяют сумму потребляемой мощности в ПЭД при действительной температуре ПЭД по формуле

$$\Sigma N = K_{y \text{ п}} \Sigma N_{\text{д}}^{\text{пот}}. \quad (3.24)$$

Из формулы (3.24) температура ПЭД

$$T_{\text{д}} = T_{\text{пр}} + K_{y \text{ п}} (b_3 \Sigma N - c_3). \quad (3.25)$$

Из всех подбираемых ПЭД оставляют только тот, у которого $T_{\text{д}}$ меньше 403 К.

После выбора типа ПЭД рассчитывают силу потребляемого им тока по формуле

$$I = I_{\text{н}} (b_4 N / N_{\text{д}} + c_4), \quad (3.26)$$

где $I_{\text{н}}$ – сила номинального тока ПЭД, А.

Для определения потери мощности в кабеле вначале находят среднее значение температуры кабеля при работе установки в номинальном режиме из выражения

$$\bar{t}_{\text{е}} = \frac{t_{\text{и}} + t_{\text{он}} - (L_{\text{с}} - L_{\text{и}}) \Psi + 1000 / Q_{\text{ж}}}{2} + 0,14 \cdot \frac{I^2}{F}, \quad (3.27)$$

где Ψ – геометрический градиент, равный 0,03 °С/м; $Q_{\text{ж}}$ – производительность установки по жидкости, т/сут; I – сила тока, проходящего по кабелю, А; F – площадь поперечного сечения жил кабеля, мм².

Тогда

$$N_{\text{е}} = 588 \cdot 10^{-7} I_2 / F (H_{\text{н}} + 50) [1 + 0,004(\bar{t}_{\text{е}} - 20)], \quad (3.28)$$

где $N_{\text{к}}$ – потери мощности в кабеле, кВт.

В целом потребление мощности установкой ПЭЦН

$$N_{\text{и}} = 1 / \eta_{\text{аот}} (\Sigma N_{\text{а}}^{\text{и}} + N + N_{\text{е}}), \quad (3.29)$$

где $\eta_{\text{аот}}$ – КПД автотрансформатора, равный 0,98.

Трансформатор служит для повышения напряжения и компенсации падения напряжения в кабеле от станции управления до ПЭД.

Для выбора автотрансформатора необходимо найти падение напряжения в кабеле по формуле

$$\Delta U = \sqrt{3} (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) I_{\text{с}} L_{\text{е}}, \quad (3.30)$$

где ΔU – падение напряжения в кабеле, В; r_0 – активное удельное сопротивление кабеля, Ом/км:

$$r_0 = 10^{-3} f_{\text{к}}^{-1} \cdot [1 + \alpha(t_{\text{к}} - 20)] \rho ; \quad (3.31)$$

x_0 – индуктивное удельное сопротивление кабеля, равное 0,1 Ом/км; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности установки; $\sin \varphi$ – коэффициент реактивной мощности; $I_{\text{с}}$ – рабочий ток статора ПЭД, А; ρ – удельное сопротивление меди при 20 °С, равное 0,0175 Ом·мм²/м; $f_{\text{к}}$ – площадь сечения жилы кабеля, мм².

По значению суммы падения напряжения в кабеле и напряжения ПЭД подсчитывают напряжение на вторичной обмотке трансформатора, которое определяет тип трансформатора и положение клемм (перемычек) с учетом напряжения сети. Если напряжение сети отличается от номинального (380 В), то действительное напряжение на вторичной обмотке трансформатора

$$U'_2 = U_2 U_{\text{с}} / U_{\text{ном}}, \quad (3.32)$$

где U_2 – напряжение на вторичной обмотке трансформатора, В; $U_{\text{с}}$ – действительное напряжение сети, В; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение в сети, В.

В последнее время трансформаторы применяются более широко по сравнению с автотрансформаторами. Причиной того является то, что у трансформатора производится непрерывный контроль за сопротивлением вторичной обмотки, кабеля и обмотки статора. При уменьшении сопротивления изоляции до установленного значения (30 кОм) установка автоматически отключается.

Критерием подбора станции управления для установки ПЭЦН является потребляемая мощность ПЭД. При ПЭД мощностью от 28 до 100 кВт в качестве станции управления применяется устройство ШГС-5804, а при мощности свыше 100 кВт – КУПНА-79.

3.2. ПРИМЕНЕНИЕ УЭЦН В СКВАЖИНАХ ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"

В настоящее время фонд скважин, эксплуатирующих УЭЦН, составляет более 600 единиц, или 30 % всего действующего фонда (рис. 3.2). Однако, как видно из рис. 3.3, доля в годовой добыче нефти составляет около 50 % (жидкости – около 70 %).

В табл. 3.2 приведено распределение добычи нефти с применением УЭЦН по НГДУ ОАО "Оренбургнефть".

Приведенные данные показывают, что скважины с УЭЦН играют решающую роль в выполнении плановых заданий по добыче нефти. Существенного изменения фонда скважин, оборудованных УЭЦН, за последние годы не произошло, однако добыча нефти за последние три года уменьшилась этим способом на 29 %. Нарастивание отбора жидкости не компенсировало потерю в добыче нефти в связи с ростом обводнения продукции скважин.

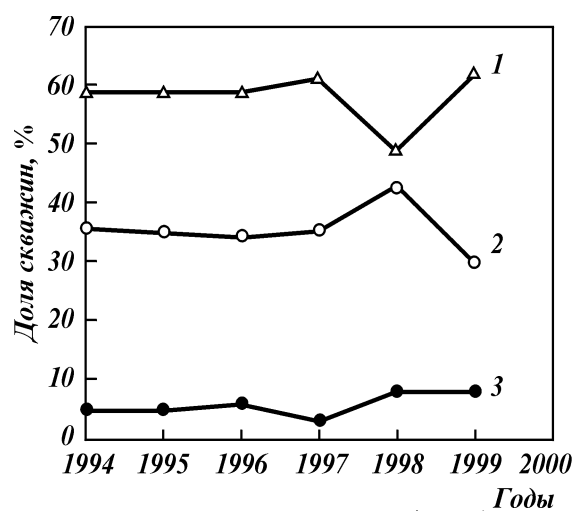


Рис. 3.2. Динамика доли скважин ОАО "Оренбургнефть" по способам эксплуатации:
1 — ШСНУ; 2 — УЭЦН; 3 — фонтан

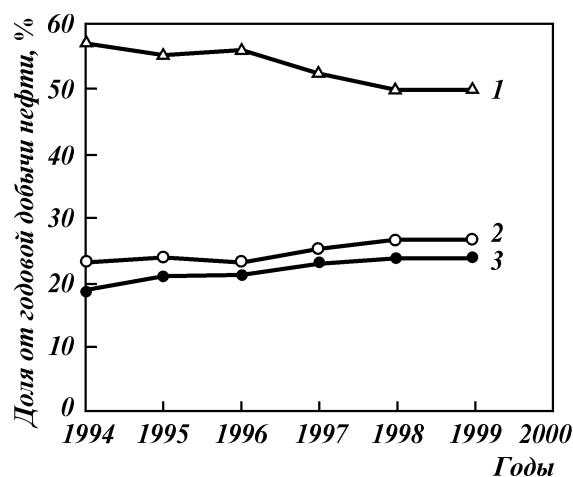


Рис. 3.3. Динамика доли добычи нефти ОАО "Оренбургнефть" по способам эксплуатации:
1 – УЭЦН; 2 – фонтан; 3 – ШСНУ

Основные показатели эксплуатации скважин с применением УЭЦН приведены в табл. 3.3. Видно, что за 1995–1997 гг. показатели работы УЭЦН остаются достаточно стабильными.

В табл. 3.4 приведены данные о применении УЭЦН различных типоразмеров. Преобладающими в условиях ОАО "Оренбургнефть" являются УЭЦН-50-1300, УЭЦН-50-1700, УЭЦН-80-1200, УЭЦН-80-1550 и УЭЦН-20-1400.

Распределение количества скважин, оборудованных УЭЦН, в зависимости от теоретической подачи и глубины подвески УЭЦН показано соответственно на рис. 3.4, 3.5. Количество насосов производительностью до 100 м³/сут составляет 86 %. Это объясняется в первую очередь относительно низкой продуктивностью

Таблица 3.2
Доля добычи нефти из скважин, оборудованных УЭЦН
(данные за 1998 г.)

Показатель	НГДУ			В целом по ОАО "Оренбургнефть"
	"Бугурусланнефть"	"Бузулукнефть"	"Сорочинскнефть"	
Годовая добыча нефти, т	1 372 500	2 676 463	1 890 524	7 296 395
Добыча нефти с УЭЦН, т	720 068	1 550 171	1 336 357	3 607 697
% общей добычи	52,5	57,9	70,7	49,4

Таблица 3.3

Основные показатели эксплуатации УЭЦН в ОАО "Оренбургнефть"

Показатель	НГДУ (за 1997 г.)				Всего по ОАО "Оренбургнефть" по годам		
	"Бугу-руслан-нефть"	"Бузу-лук-нефть"	"Соро-чинск-нефть"	"Юж-Оренбург-нефть"	1995	1996	1997
Действующий фонд скважин, шт.	139	274	194	1	678	617	608
Добыча за год, тыс. т:							
нефти	737,9	1733,7	264,7	193,4	4109,3	4144,5	2929,7
жидкости	3300,2	9200,4	3799,8	1403,2	16242,8	17721,0	17703,6
Среднесуточный дебит скважин, т/сут:							
по нефти	16,1	17,8	19,0	9,0	17,5	15,1	15,5
по жидкости	64,2	92,3	49,8	70,3	64,3	73,4	69,2
Межремонтный период, сут	316	419	494	159	365	385	347
Количество ремонтов	230	235	160	7	684	642	632
Коэффициент подачи	0,50	0,46	0,48	—	0,45	0,46	0,48
Средняя глубина подвески насосов, м	1500	1600	1500	—	1543	1517	1533
Среднее значение погружения насосов под динамический уровень жидкости, м	600	630	550	—	593	593	593

Таблица 3.4

Типоразмеры применяемых УЭЦН в ОАО "Оренбургнефть"

Типоразмер электропогружного оборудования	НГДУ (за 1997 г.)			Всего по ОАО "Оренбургнефть" по годам			
	"Бугу-руслан-нефть"	"Бузу-лук-нефть"	"Соро-чинск-нефть"	1995	1996	1997	1998
УЭЦН-20-1400	8	—	—	11	10	8	26
УЭЦН-20-1800	—	3	1	10	6	4	4
УЭЦН-25-1000	—	—	—	2	2	—	—
УЭЦН-30-1700	—	5	—	7	10	5	—
УЭЦН-30-1500	—	7	2	2	10	9	—
УЭЦН-30-1350	—	—	1	—	—	1	3
УЭЦН-30-ОДИ	1	—	—	3	2	1	—
УЭЦН-30-1500-Центрлифт	—	—	—	—	—	—	6

Продолжение табл. 3.4

Типоразмер электропогружного оборудования	НГДУ (за 1997 г.)			Всего по ОАО "Оренбургнефть" по годам			
	"Бугу- руслан- нефть"	"Бузу- лук- нефть"	"Соро- чинск- нефть"	1995	1996	1997	1998
УЭЦН-40-1400	1	—	1	8	7	2	—
УЭЦН-40-1700	—	—	—	5	6	—	—
УЭЦН-40-1750	—	—	—	1	—	—	—
УЭЦН-50-1300	27	115	51	245	207	193	122
УЭЦН-50-1550	—	—	2	1	1	2	7
УЭЦН-50-1700	50	44	62	139	141	156	163
УЭЦН-50-1750	—	—	3	5	6	3	—
УЭЦН-50-2000	—	3	—	—	—	3	6
УЭЦН-50-1300- Темпекс	—	—	—	—	—	—	50
УЭЦН-50-1700- ОДИ	1	—	—	—	—	1	9
УЭЦН-60-1500	—	—	—	—	—	—	2
УЭЦН-60-1800	—	—	—	—	—	—	3
УЭЦН-80-1200	13	34	10	67	63	57	47
УЭЦН-80-1550	15	12	15	50	39	42	44
УЭЦН-80-1500	—	—	6	—	2	6	—
УЭЦН-80-1800	—	1	—	3	4	1	2
УЭЦН-80-1750- ОДИ	—	—	—	—	—	—	13
УЭЦН-80-1500- Темпекс	—	—	—	—	—	—	23
УЭЦН-125-1200	21	—	1	13	16	21	5
УЭЦН-125-1300	—	—	8	5	7	8	28
УЭЦН-125-1500	—	—	1	3	2	1	1
УЭЦН-130-1200	—	—	—	13	8	—	—
УЭЦН-130-1500	—	9	2	3	7	11	—
УЭЦН-130-1500- Темпекс	—	—	—	—	—	—	45
УЭЦН-160-1400	2	1	2	13	5	5	—
УЭЦН-160-1450	—	—	2	2	1	2	6
УЭЦН-160-1500	—	—	—	—	2	—	—
УЭЦН-160-1750	—	—	—	1	1	—	—
УЭЦН-200-800	—	5	—	10	6	5	5
УЭЦН-200-1000	—	—	—	—	—	—	4
УЭЦН-200-1400	—	—	2	3	3	2	2
УЭЦН-250-800	—	—	—	1	2	—	—
УЭЦН-250-1000	—	2	—	4	3	2	—
УЭЦН-250-1400	—	4	—	5	5	4	—
УЭЦН-250-1400- ОДИ	—	—	—	—	—	—	4
УЭЦН-360-1100	—	—	—	3	1	—	—
УЭЦН-400-950	—	8	—	6	4	8	12
Всего	139	353(253)	172	644	591(589)	564(563)	642

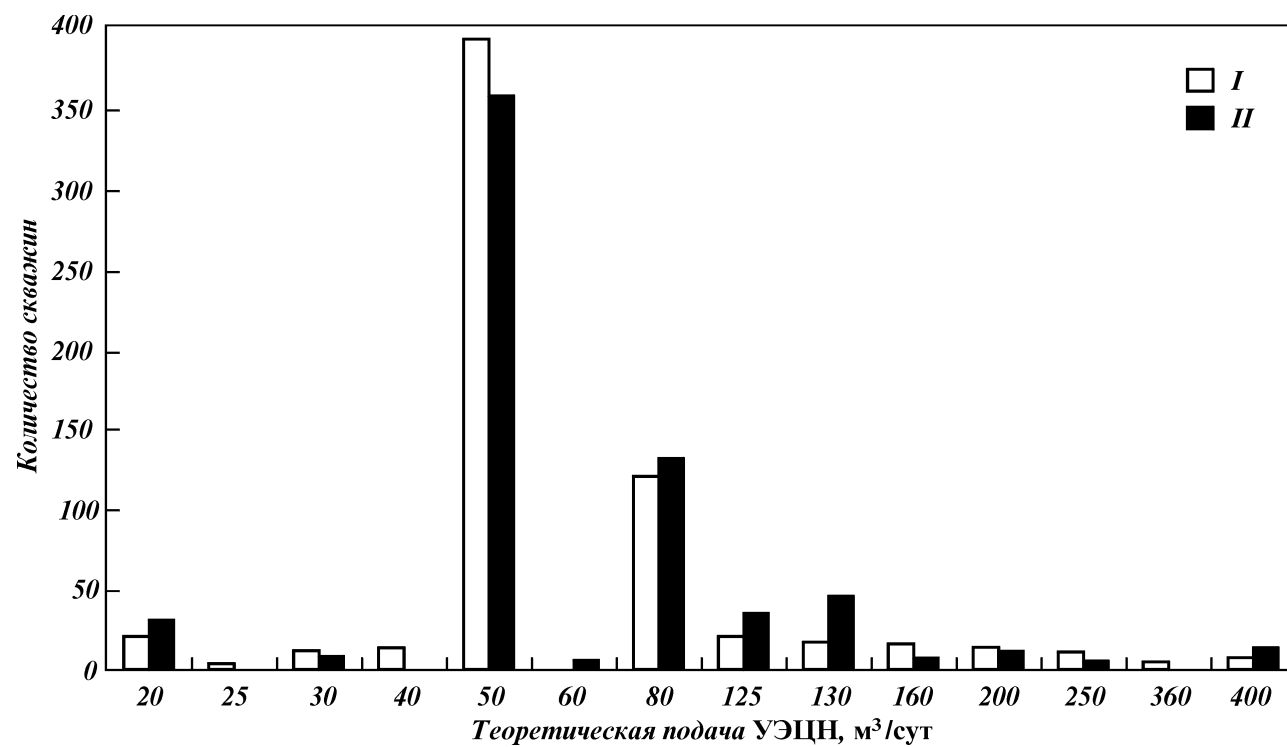


Рис. 3.4. Распределение количества скважин по теоретической подаче УЭЦН:
I – 1995 г.; II – 1998 г.

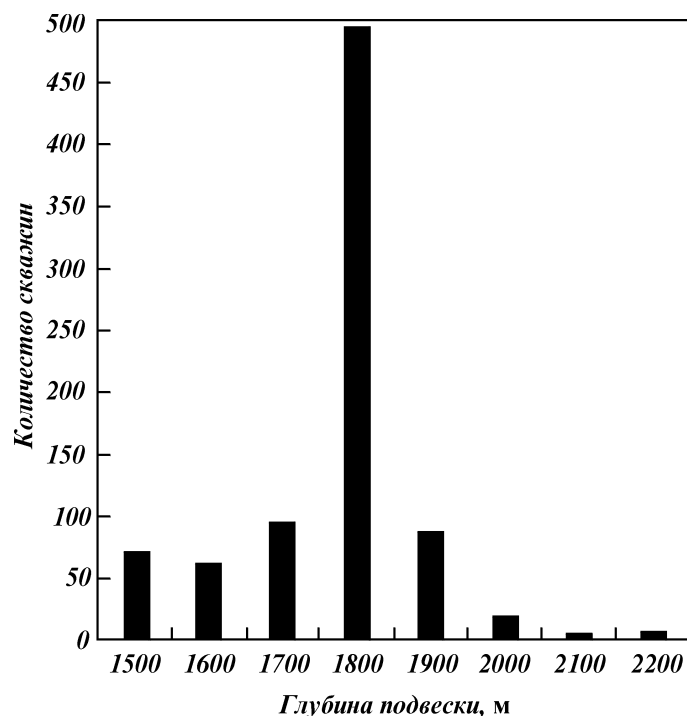


Рис. 3.5. Распределение количества скважин по глубине подвески УЭЦН

скважин. Так, в 1999 г. среднесуточная добыча нефти и жидкости на одну УЭЦН составляла соответственно 18 и 72 т/сут.

На рис. 3.6 приведена динамика МРП работы скважин в ОАО "Оренбургнефть" по способам эксплуатации. Видно, что межремонтный период работы скважин, оборудованных УЭЦН, в 1997 г. сократился на 38 сут. Это объясняется началом применения УЭЦН в сложных горно-геологических условиях объектов разработки, где до 1997 г. все скважины эксплуатировались фонтанным способом. Перевод только одной фонтанной скважины на УЭЦН, на которой было проведено в 1997 г. семь подземных ремонтов, привело к заметному снижению этого показателя в целом по объединению. Однако, начиная с этого времени и до 1999 г., этот показатель возрос на 40 сут. Это связано с тем, что оптимизации работы УЭЦН в сложных условиях эксплуатации скважинного оборудования стали уделять повышенное внимание.

Данные о работе УЭЦН на нефтяных скважинах ОАО "Оренбургнефть" приведены в табл. 3.5. Анализ приведенных результа-

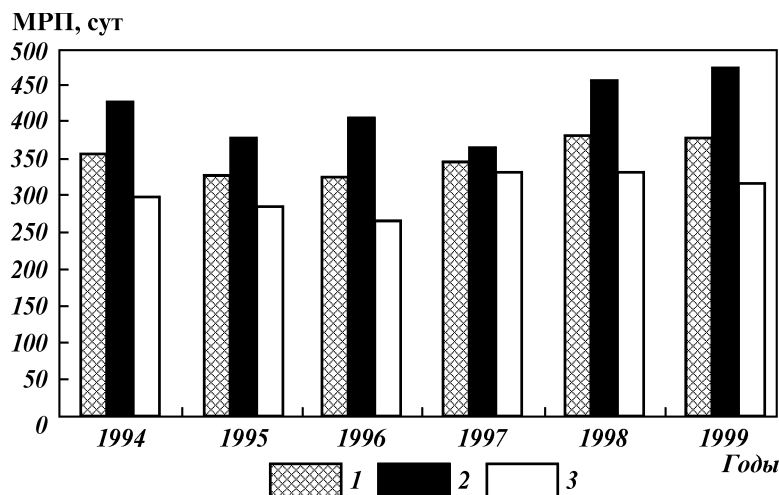


Рис. 3.6. Динамика МРП работы скважин ОАО "Оренбургнефть" по способам эксплуатации:
 1 – в целом по ОАО "Оренбургнефть"; 2 – УЭЦН; 3 – ШСНУ

тов показал, что наибольшую долю составляют неисправности, связанные с эксплуатационными причинами, среди которых основными являются засорение приема насоса механическими примесями и механическое повреждение кабеля. Это происходит из-за некачественной подготовки скважин к монтажу погружного оборудования и некачественной работы бригад подземного ремонта. Доли выхода из строя УЭЦН из-за неисправностей насоса, ПЭД, гидрозащиты и кабеля примерно одинаковы. При этом основными причинами являются износ рабочих органов насоса, электропробой обмотки статора электродвигателя и электропробой кабеля по телу.

В ОАО "Оренбургнефть" 55 скважин оборудованы УЭЦН в системе ППД. В табл. 3.6 приведены данные о причинах неисправностей этих установок. Из приведенных данных видно, что основными неисправностями УЭЦН в системе являются электропробой обмотки статора ПЭД и засорение рабочих органов насоса.

Кроме того, в ОАО "Оренбургнефть" 22 скважины-шурфа оборудованы УЭЦП в системе водоснабжения для ППД. В табл. 3.7 приведены данные о причинах неисправностей этих установок.

Из приведенных данных видно, что для данной категории установок основные неисправности приходятся не на кабель и эксплуатационные причины, а на насос (износ рабочих органов) и ПЭД (пробой обмотки).

Таблица 3.5

**Причины и доля выхода из строя УЭЦН по добывающим скважинам
ОАО "Оренбургнефть" (данные за 1999 г.)**

Причина	Доля аварий в общем объеме неисправностей, %, в том числе по				
	НГДУ "Бузу- лук- нефть"	НГДУ "Бугу- руслан- нефть"	НГДУ "Соро- чинск- нефть"	НГДУ "Юж- Орен- бург- нефть"	ОАО "Орен- бург- нефть"
<i>Насос</i>					
Износ или излом вала	0,46	2,59	—	—	0,89
Заклинивание вала	—	—	—	—	—
Слом рабочих колес	0,46	—	—	—	0,22
Износ подшипников	—	—	—	—	—
Износ рабочих органов	9,17	9,48	18,02	—	11,36
Срыв шпонки	0,46	—	0,90	—	0,45
Проворот в шлицевой муфте	—	—	—	—	—
Прочие причины	1,38	—	—	—	0,67
Всего	11,93	12,07	18,92	—	13,59
<i>Погружной электродвигатель</i>					
Электропробой обмотки статора	7,80	28,45	5,41	25,00	12,69
Электропробой токоввода	1,38	2,59	—	—	1,34
Заклинивание или слом вала	—	—	—	—	—
Износ пяты	—	—	0,90	—	0,22
Износ подшипников	—	—	—	—	—
Снижение изоляции	—	0,86	—	—	0,22
Прочие причины	0,92	2,59	—	—	1,11
Всего	10,09	34,48	6,31	25,00	15,59
<i>Гидрозащита</i>					
Пропуск торцевых уплотнений	4,13	—	3,60	—	2,90
Пропуск узла диафрагмы	9,17	—	5,41	—	5,79
Отказ клапана	0,92	—	0,90	—	0,67
Износ рабочих органов	—	0,86	—	—	0,22
Прочие причины	3,67	—	2,70	—	2,45
Всего	17,89	0,86	12,61	—	12,03
<i>Кабель</i>					
Пробой кабеля в теле	12,39	8,62	13,51	25,00	11,80
Пробой кабеля в ссостке	0,47	—	—	—	0,22
Пробой в кабельной муфте	—	1,76	—	—	0,45
Пробой удлинигеля	—	—	—	—	—
Снижение сопротивления изоляции	0,92	—	—	—	0,45
Прочие причины	0,92	2,59	—	—	1,11
Всего	14,68	12,93	13,51	25,00	14,03
<i>Эксплуатационные причины</i>					
Отложения солей	0,92	—	0,90	—	0,67
Засорение приема насоса	21,10	19,83	23,42	—	21,16
механическими примесями					
Негерметичность НКТ	5,96	1,72	3,60	—	4,23

Продолжение табл. 3.5

Причина	Доля аварий в общем объеме неисправностей, %, в том числе по				
	НГДУ "Бузулук-нефть"	НГДУ "Бугуруслан-нефть"	НГДУ "Сорочинск-нефть"	НГДУ "Юж-Оренбург-нефть"	ОАО "Оренбург-нефть"
Запарафирование выкида	0,92	0,86	—	—	0,67
Обрыв установки	0,92	1,72	5,41	—	2,23
Нестабильное электроснабжение	—	—	—	—	—
Неправильный подбор УЭЦН	5,50	—	3,60	—	3,56
Неправильный вывод на режим	0,92	0,86	1,80	25,00	1,34
Механическое повреждение кабеля	2,29	9,48	2,70	—	4,23
Отсутствие сливного клапана	—	—	—	—	—
ГТМ на скважинах	—	1,72	0,90	—	0,67
Промыслово-эксплуатационные работы	0,92	—	—	—	0,45
Прочие причины	5,05	3,45	1,80	25,00	4,01
Некачественный монтаж	0,46	—	1,80	—	0,67
Неисправность СУ	—	—	0,90	—	0,22
Всего	44,50	39,66	44,14	50,00	43,21
<i>Неустановленные причины</i>					
—	0,46	—	1,80	—	0,63
Итого	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Таблица 3.6

**Причины и доля выхода из строя УЭЦН по нагнетательным скважинам
ОАО "Оренбургнефть"**

Причина	Доля аварий в общем объеме неисправностей, %
<i>Насос</i>	
Засорение рабочих органов	22,79
Износ рабочих органов	5,06
Слом вала	1,27
<i>Погружной электродвигатель</i>	
Электропробой обмотки статора	34,18
<i>Кабель</i>	
Электропробой кабеля в теле	16,46
Некачественная разделка кабеля под сальниковый ввод	—
Механические повреждения кабеля	2,53
<i>Гидрозащита</i>	
Пропуск торцевого уплотнения	2,53
Срыв шпонки вала	1,27

Продолжение табл. 3.6

Причина	Доля аварий в общем объеме неисправностей, %
<i>Эксплуатационные причины</i>	
Смена типоразмера насоса и ПЭД	10,13
Обрыв установки	2,53
Некачественный монтаж	–
Неправильный подбор установки	–
Негерметичность НКТ	1,27
Всего	100,0

Таблица 3.7

Причины и доля выхода из строя УЭЦП по скважинам-шурфам в ОАО "Оренбургнефть"

Причина	Доля аварий в общем объеме неисправностей, %
<i>Насос</i>	
Смена типоразмера	5,56
Износ рабочих органов	19,44
Заклинивание насоса	13,89
Срыв подачи	2,78
<i>Погружной электродвигатель</i>	
Электропробой обмотки	25,00
Слом муфты	8,33
Замена двигателя	2,78
<i>Кабель</i>	
Механическое повреждение кабеля	–
Электропробой кабеля	13,89
Подъем кабеля для ремонта изоляции	5,56
Повреждение токоввода	2,78
Всего	100,0

Несмотря на относительно высокий МРП работы скважин, оборудованных УЭЦН (см. рис. 3.6), в сложных горно-геологических условиях залегания пластов месторождений ОАО "Оренбургнефть" остается много нерешенных проблем, связанных с использованием данного способа эксплуатации при добыче нефти с высоким газосодержанием, а также при добыче высоковязких водонефтяных эмульсий и высокопарафиновых нефтей. Квалифицированное решение данных проблем позволит стабилизировать добычу нефти и уменьшить ее себестоимость.

3.3. ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН, В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО ГАЗОСОДЕРЖАНИЯ

Газ является спутником нефти и его присутствие в последней изменяется в широких пределах. Количество газа, выделяющегося из жидкости в процессе ее движения по стволу скважины, является величиной переменной и зависит от термодинамических условий и характеристики газожидкостной смеси. Следовательно, плотность смеси также меняется, что подтверждается кривыми распределения давления, полученными исследователями в разных нефтяных регионах. В области приема ЭЦН нарушение термогидродинамического равновесия системы усиливается.

Установлено, что коэффициент сепарации (отношение объема газа, ушедшего в затрубное пространство, к общему объему газа у приема насоса) зависит от дебита жидкости, зазора между двигателем и обсадной колонной и относительной скорости газа в жидкости. В БашНИПИнефти была получена аналитическая зависимость для определения коэффициента сепарации K_c для скважин с дебитом 50–350 м³/сут:

$$K_n = \frac{1}{1 + \frac{0,52 Q_n}{\pi(R_k^2 - R_n^2)(1 - 0,06\beta)v_{га}}}, \quad (3.33)$$

где $Q_{ж}$ – количество жидкости, поступающее в насос; R_k, R_n – радиус соответственно эксплуатационной колонны и приема насоса; $\beta = V_{г}/(V_{г} + Q_{ж})$ – объемное расходное газосодержание в потоке непосредственно перед поступлением жидкости во всасывающее устройство насоса; $V_{г}$ – количество газа, поступающего в насос; $v_{гв}$ – скорость всплывания пузырьков газа в жидкости.

Таким образом, при определении расположения УЭЦН в скважине в насос всегда будет поступать жидкость с растворенным в ней или выделившимся газом.

Влияние газа в рабочих органах насоса проявляется, во-первых, в ухудшении энергообмена между рабочим колесом и жидкостью и, во-вторых, в создании условий для интенсивного выделения газа из жидкости. Последнее приводит к коалесценции пузырьков газа в каналах рабочего колеса, образованию газовых каверн, значение которых соизмеримо с

сечением канала. И в первом, и во втором случае параметры работы насоса ухудшаются.

Появление газа в водонефтяной смеси (при высокой обводненности продукции скважины) также изменяет свойства последней и поведение рабочей характеристики насоса. Значение оптимального газосодержания дополнительно будет зависеть от свойств нефти и содержания воды в смеси.

С целью повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, на промыслах ОАО "Оренбургнефть" постоянно проводятся комплексные научно-исследовательские работы как промысловыми работниками, так и работниками научно-исследовательских институтов.

ОАО "Оренбургнефть" эксплуатирует более 90 месторождений с 288 залежами. Понятно, что такое количество месторождений и эксплуатируемых объектов характеризуется разнообразием геолого-физических условий и свойств пластовых флюидов и, в частности, большим диапазоном в изменении газового фактора. Диапазон изменения газового фактора нефтей по месторождениям, разрабатываемым НГДУ: "Бузулукнефть" 20–395 м³/м³; "Сорочинскнефть" 23–525 м³/м³; "Бугурусланнефть" 8–94 м³/м³; "ЮжОренбургнефть" 450–5000 м³/м³.

Газовый фактор имеет большое значение при выборе способа эксплуатации и проектировании оптимального режима работы системы пласт – скважина. Указанные факторы осложняют условия эксплуатации и требуют индивидуального подхода, если не к каждой скважине в отдельности, то к группе однотипных скважин на одном объекте разработки в целом.

Известны следующие методы борьбы с газом в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН [85]:

- спуск насоса в зону, где давление на приеме обеспечивает оптимальную подачу насоса и устойчивую его работу;
- применение сепараторов различных конструкций;
- монтаж на приеме насоса диспергирующих устройств;
- принудительный сброс газа в затрубное пространство;
- применение комбинированных насосов.

Краткая характеристика перечисленных методов приведена ниже.

Создание на приеме насоса давления, равного давлению насыщения нефти газом или близкого к нему. Метод широко распространен, так как прост технологически и организационно. Однако данный метод является неэкономичным, поскольку для его осуществления требуется спуск насоса на большие глубины. В частности, для Зайкинского месторождения – это величины, соизмеримые с глубиной скважины. Последнее связано с

затратами на насосно-компрессорные трубы, кабель, электроэнергию и спускоподъемные операции, а иногда и невыполнимо по техническим причинам.

Применение сепараторов. Метод предусматривает применение на приеме насоса специальных устройств, разделяющих жидкость и газ, и выброс последнего в затрубное пространство скважины.

В различных нефтедобывающих районах прошли промышленное апробирование сепараторы как отечественные (ЦКБ БН, МИНГ и ГП им. И.М. Губкина), так и импортные. По данным испытаний сепараторы б. МИНГ и ГП им. И.М. Губкина допускают эксплуатацию УЭЦН с объемным расходом газосодержанием на приеме насоса до 0,4.

По данным эксплуатации УЭЦНМ5-125-1500 с сепаратором МН-ГСЛ5 на Таллинском месторождении Западной Сибири была зафиксирована удовлетворительная работа ПЭЦН в течение длительного времени при объемном расходе газосодержании равном 0,806.

Применение диспергаторов. По данным исследований БашНИПИнефти и НГДУ "Туймазанефть" [85], диспергаторы позволяют увеличить допускаемое значение объемного расхода газосодержания на приеме от 0,10 до 0,25 за счет образования тонкодисперсной структуры газожидкостной смеси. Конструкции диспергаторов разнообразны и должны отвечать главному условию, т.е. создавать на приеме УЭЦН эффективную турбулизацию потока. Одна из возможных конструкций турбулизатора электроцентробежного насоса приведена на рис. 3.7. Данная конструкция диспергатора состоит из нескольких реконструированных ступеней насоса. Диспергатор такого типа является сильным турбулизатором потока и способствует эффективному выравниванию структуры газожидкостной смеси.

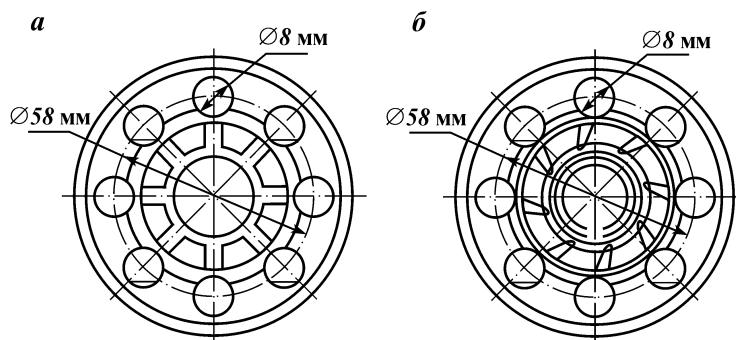


Рис. 3.7. Турбулизатор электроцентробежного насоса:
а – направляющий аппарат; *б* – рабочее колесо

Диспергаторы могут устанавливаться как вне, так и внутри насоса взамен нескольких первых рабочих ступеней. Диспергаторы эффективны в обводненных скважинах, образующих вязкую эмульсию, так как способствуют разрушению ее структуры.

Принудительный сброс газа из затрубного пространства. В процессе эксплуатации скважины часть газа сепарирует из жидкости в область приема в затрубное пространство. Накапливаясь в нем, газ может оттеснить жидкость до приема насоса и, попадая в насос, снизить его подачу или вызвать аварийную работу в режиме сухого трения. Кроме того, газ создает противодействие на пласт, уменьшая приток жидкости.

Известны способы сброса газа из затрубного пространства путем применения автоматически работающих устьевых или скважинных обратных клапанов или эжекторов, отсасывающих газ принудительно.

После изучения известных технологий было решено провести их промышленное апробирование.

Применение комбинированных насосов. "Вредное" влияние газа уменьшается, если на приеме серийного насоса некоторое число ступеней заменить ступенями большей подачи. Обладая большим объемом каналов, эти ступени обеспечивают и большее поступление на прием газожидкостной смеси. При попадании в серийные ступени объем смеси уменьшается за счет сжатия и растворения газа в жидкости, чем и достигается оптимальная подача насоса. Объемный расход газожидкостной смеси на приеме комбинированных насосов, обеспечивающих оптимальную подачу насоса, рассчитывается по формуле

$$Q_0 = Q_{\text{нб}} \left(1 + \frac{\beta}{1 - \beta} \right), \quad (3.34)$$

где $Q_{\text{опт}}$ – объемный расход жидкой фазы в условиях приема насоса, обеспечивающий оптимальную подачу насоса; β – объемное расходное газосодержание у приема насоса.

Рекомендуемое число ступеней большей подачи на приеме

$$n = (\delta_{2c} - \delta_{1c}) / \delta_i, \quad (3.35)$$

где p_{2c} – давление на выходе последней приемной ступени; p_{1c} – давление на приеме насоса; $p_{\text{п}}$ – давление, развиваемое одной приемной ступенью.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ ЗАЙКИНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ УЭЦН

В ОАО "Оренбургнефть" интенсивно проводят научно-исследовательские и промысловые исследования по применению УЭЦН в скважинах с повышенным газосодержанием. В качестве объектов исследований были выбраны Зайкинское и Росташинское месторождения, которые вносят существенный вклад в общую добычу нефти, имеют большие остаточные извлекаемые запасы нефти и значительный фонд добывающих скважин.

В табл. 3.8 приведены геолого-физические характеристики продуктивных пластов Зайкинского месторождения, а в табл. 3.9 – физико-химические свойства нефтей Росташинского месторождения.

Рассматривая приведенные данные в аспекте применения УЭЦН, можно отметить следующее:

содержание газа в нефти изменяется в пределах от 500 до 2000 м³/т;

давление насыщения нефти газом составляет 27–29 МПа;

содержание парафина изменяется от 4,8 до 10,7 % (по массе);

вязкость дегазированной нефти колеблется от 1,91 до 3,0 мПа·с;

плотность нефти в поверхностных условиях равна 778–796 кг/м³;

пластовая температура достигает 95–105 °С.

Таблица 3.8
Геолого-физические характеристики продуктивных пластов и нефтей
Зайкинского месторождения

Показатель	Продуктивный пласт				
	D-III	D-IV-I	D-IV-II	D-V-I	D-IV-II
Средняя глубина, м	4360	4410	4430	4530	4570
Тип коллектора	Терри- генный	Карбо- натный	Терри- генный	Карбо- натный	Карбо- натный
Размеры залежи, км	9×15	—	9×15	—	—
Средняя проницаемость пород, мкм ²	0,0352	0,0344	0,0344	0,005– 0,072	0,063– 0,179
Плотность нефти, кг/м ³ :					
пластовой	518	431	404	477	506
дегазированной	795	797	795	793	796
Вязкость нефти, мПа·с:					
пластовой	0,22	0,04	0,05	0,05	0,05
дегазированной	3,0	2,3	2,2	1,9	2,1
Давление насыщения нефти газом, МПа	29	—	—	—	—
Газовый фактор в условиях сепарации, м ³ /т	509	2064	1962	1293	1180
Пластовое давление, МПа	46,7	48,4	47,8	53,2	53,5
Пластовая температура, °С	95	95	97	100	102
Объемный коэффициент нефти	2,51	5,54	5,77	3,69	3,37
Содержание, % (по массе):					
серы	0,17	0,18	0,10	0,14	0,40
парафина	8,7	5,0	0,2	9,3	10,7

Таблица 3.9
Физико-химические свойства нефтей продуктивных пластов
Росташинского месторождения

Показатель	Продуктивный пласт		
	D-III	D-IV	D-V
<i>Пластовая нефть</i>			
Плотность, кг/м ³	575	575	560
Вязкость, мПа·с	0,12	0,12	0,10
Давление насыщения нефти газом, МПа	27,46	27,46	28,56
Газовый фактор, м ³ /т	517,6	517,6	549,5
<i>Дегазированная нефть</i>			
Плотность, кг/м ³	782	782	778
Вязкость, мПа·с	2,13	2,13	2,15
Содержание, % (по массе):			
серы	0,22	0,22	0,20
смола	1,6	1,6	0,9
асфальтенов	0,35	0,35	0,14
парафина	6,4	6,4	4,8

Сравнивая значения газового фактора на этих месторождениях с аналогичными показателями на месторождениях Башкортостана, где УЭЦН начали впервые применяться, видно, что в ОАО "Оренбургнефть" они больше в 10–40 раз. А это значит, что газ как осложняющий фактор на месторождениях ОАО "Оренбургнефть" проявляется интенсивнее.

То же можно сказать и о давлении насыщения нефти газом: для девонских нефтей месторождений Республики Башкортостан оно составляет 8,4–9,4 МПа, что в 3 раза меньше.

Пластовая температура вообще достигает критического значения для конструкций отечественных погружных электродвигателей: по регламенту температура перекачиваемой жидкости в зоне работы погружного агрегата не должна превышать 90 °С.

Содержание парафина в нефтях пласта D-V Зайкинского месторождения превышает этот показатель для девонских нефтей месторождений Башкортостана и Татарстана в 2 раза, что также осложняет работу установок.

К более благоприятным факторам можно отнести меньшую плотность и вязкость нефтей, но при эксплуатации обводненных скважин, когда приходится откачивать водонефтяные эмульсии, вязкость которых значительна, это не уменьшает напряженность работы установки.

Таким образом, на объектах разработки Зайкинского и Росташинского месторождений существуют крайне сложные условия эксплуатации УЭЦН в скважинах, требующие своего подхода, своих методик, основанных на фундаментальных научных и промысловых исследованиях. Конечно, нельзя не учитывать накопленный опыт промысловиков различных нефтяных регионов и в первую очередь на месторождениях республик Башкортостан и Татарстан, а также Западной Сибири.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ НЕФТИ

Техническими условиями по применению отечественных УЭЦН устанавливаются допускаемые значения некоторых компонентов в откачиваемой жидкости и скважинных параметров [150]:

- 1) содержание механических примесей не более 0,1 г/л;
- 2) содержание сероводорода не более 0,01 г/л;
- 3) содержание свободного газа при использовании насоса с газосепаратором до 50 %, то же без газосепаратора до 25 %;
- 4) давление в области подвески насоса до 20 МПа;

5) температура жидкости у приема насоса не более 90 °С;
 6) скорость восходящего потока жидкости в зоне установки ПЭД не менее 0,06–0,75 м/с (скорость существенно зависит от температуры поступающей в насос жидкости и параметров УЭЦН).

Ранее было показано, что характеристики скважин и пластовых жидкостей Зайкинского и Росташинского месторождений отличаются по некоторым параметрам от регламентированных значений. Тем не менее было решено провести экспериментальные работы по изучению особенностей работы УЭЦН в осложненных условиях эксплуатации. В качестве примера приведены результаты и методика исследований для скв. 1310 и 2612 Зайкинского месторождения, эксплуатирующих пласт D-V.

Методика исследований предусматривала:

- отбор и изучение глубинных проб нефти и воды;
- замер пластового давления и температуры;
- замер статических и динамических уровней жидкости в скважинах;
- определение плотности дегазированной нефти при сохранении условий отбора пробы;
- определение вязкости дегазированной нефти при сохранении условий отбора пробы;
- определение поверхностного натяжения на границе нефть – вода;
- определение плотности и температуры пластовой воды при условиях отбора;
- определение минерализации и химического состава попутной воды.

Результаты выполненных исследований приведены в табл. 3.10.

Таблица 3.10

Результаты лабораторных исследований добываемой жидкости скважин пласта D-V Зайкинского месторождения

Показатель	Номер скважины	
	1310	2612
<i>Нефть</i>		
Условия отбора пробы:		
глубина, м	1500	1800
давление, МПа	9,6	20,4
температура, °С	36	43
Плотность дегазированной нефти при $p = 0,1$ МПа, $t = 20$ °С, кг/м ³	777	768
Плотность нефти при условиях отбора, кг/м ³	636	443
Вязкость дегазированной нефти при $t = 20$ °С, мПа·с	1,99	2,01
Вязкость нефти при условиях отбора пробы, мПа·с	0,97	1,01
Поверхностное натяжение на границе нефть – вода, мН/м	17	17

Вода		
Условия отбора пробы:		
глубина, м	4500	4500
давление, МПа	36,9	36,6
температура, °С	98	101
Плотность воды при условиях отбора, кг/м³	1,035	0,979
Общая минерализация воды, г/л	–	20,74

Возможная глубина спуска УЭЦН была определена на основании расчета с применением исходных данных, полученных в результате исследований.

Для расчета были выбраны следующие зависимости:

$$L_{\text{н}} = L_{\text{д}} + \frac{\delta_{\text{ан}}}{\rho_{\text{н}} g}, \quad (3.36)$$

где

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{н}}(1 - n_{\text{в}}) + \rho_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}}, \quad (3.37)$$

$L_{\text{н}}$ – глубина спуска УЭЦН, м; $L_{\text{д}}$ – динамический уровень, м; $p_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом, Па; $\rho_{\text{см}}$, $\rho_{\text{н}}$, $\rho_{\text{в}}$ – плотность соответственно смеси, нефти и воды, кг/м³; $n_{\text{в}}$ – обводненность добываемой жидкости, доли единицы; g – ускорение свободного падения, м/с².

Расчеты были проведены для двух значений динамических уровней (500 и 1000 м) и представлены в табл. 3.11.

Расчетные данные показывают, что глубина спуска УЭЦН зависит от плотности жидкости, поступающей в насос: с увеличением плотности из-за роста обводненности откачиваемой жидкости глубина установки ПЭЦН уменьшается.

Таблица 3.11

Результаты расчетов необходимой глубины (в м) подвески УЭЦН для скважин Зайкинского месторождения

Обводненность, доли ед.	Динамический уровень, м			
	500		1000	
	скв. 1310	скв. 2612	скв. 1310	скв. 2612
0,5	4865	5633	5365	6133
0,6	4667	5373	5167	5773
0,7	4486	4960	4986	5460
0,8	4320	4685	4820	5186
0,9	4167	4443	4667	4943
1,0	4026	4228	4526	4728

Даже при небольшом значении динамического уровня жидкости глубина подвески погружного электронасоса соизмерима с глубиной скважины.

Расчеты не охватывают все возможные варианты поведения газожидкостной смеси в скважине, так как не учтены структура газожидкостного потока, а также возможность использования газосепаратора для уменьшения глубины погружения насоса под динамический уровень жидкости. Однако эти расчеты дают представление о качественной картине зависимости глубины спуска от плотности откачиваемой жидкости.

Основная трудность в оценке возможности эксплуатации таких скважин с помощью УЭЦН заключена в недостатках данных по соотношению фаз, давления и температуры на приеме насоса.

Приведем ориентировочные расчеты по определению газосодержания на приеме УЭЦН при заданных давлениях без учета обводненности по наиболее распространенному способу по методике А.П. Крылова. Расчет проводят по следующей формуле [148]:

$$\varepsilon = \frac{d\delta}{\rho g dl} = \frac{Q + a_0}{Q + a_0 + V} + a_1 V^2 + a_2 Q^{1,17} + a_3 VQ, \quad (3.38)$$

где ε – общий градиент давления, выраженный в высоте столба жидкости плотностью ρ_v , приходящейся на единицу длины dl ; Q , V – объемные расходы соответственно жидкости и газа при заданном давлении p ; d – диаметр НКТ; a_0 , a_1 , a_2 , a_3 – коэффициенты, определяемые в зависимости от диаметра НКТ и динамической вязкости жидкости: $a_0 = 0,795d^2 \cdot 10^{-4}$; a_1 , a_2 , a_3 – по таблицам [146, 148].

В уравнении (3.38) первое слагаемое представляет собой относительную плотность смеси, следующие три – гидравлические сопротивления трения. Второе слагаемое представляет собой гидравлическое сопротивление при движении в трубах только газа. Третье слагаемое соответствует потерям напора при движении в трубах только жидкости.

Проведем расчет теплового режима в зазоре между корпусом УЭЦН и эксплуатационной колонной по формуле, приведенной в работе [148], при следующих исходных данных: глубина спуска УЭЦН 4000 м; предполагаемый отбор жидкости 90 м³/сут; внутренний диаметр эксплуатационной колонны 130 мм.

Расчет температуры в интервале установки ПЭД приближенно можно выполнить по формуле

$$T_{д\text{эк}} = T_{пл} - (L_{кп} - L) \frac{0,0034 + 0,79 \tilde{A} \cos \alpha}{10^{\frac{Q_{\text{эк}}}{20 D^{2,67}}}} + \frac{gH}{2C\eta_i} \left(\frac{1}{\eta_a} - 1 \right), \quad (3.39)$$

где $T_{д\ эк}$ – средняя температура потока в зазоре между ПЭД и эксплуатационной колонной, К; $T_{пл}$ – температура горных пород на отметке залегания кровли пласта, К; $L_{к\ п}$ и L – расстояние от устья скважины соответственно до кровли пласта и интервала установки ПЭД; G – средний геотермический градиент скважины, °С/м; α – средний угол между осью ствола скважины и вертикалью, градус; $Q_{ж\ су}$ – дебит жидкости из скважины, приведенный к стандартным условиям, м³/с; D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; H – напор насоса, м; η_n , η_d – коэффициент полезного действия соответственно насоса и двигателя; C – массовая теплоемкость откачиваемой продукции, Дж/(кг·К).

На основании результатов расчетов можно сделать следующие выводы:

- при обводненности 14 % $T_{д\ эк} = 94$ °С;
- при обводненности 38 % $T_{д\ эк} = 92$ °С;
- глубина спуска УЭЦН соизмерима с глубиной скважины;
- предельное допустимое содержание свободного газа на приеме УЭЦН достижимо при давлении 22,0–23,0 МПа, что неприемлемо для отечественных УЭЦН, так как предельный перепад давления в зоне их спуска регламентируется 20,4 МПа;
- тепловой режим работы УЭЦН и кабеля также превышает установленный техническими условиями предел в 90 °С;
- геометрические параметры скважины и содержание сероводорода в продукции соответствуют условиям на применение отечественных установок типов УЭЦН5 и УЭЦН5А обычного исполнения.

Для проверки результатов, полученных в ходе исследований и расчетов, было принято решение об испытании насосов в скв. 828, 910, 1015 Росташинского и скв. 1312, 1323, 2611 Зайкинского месторождений.

ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ УЭЦН С ГАЗОСЕПАРАТОРАМИ

Характеристика условий работы экспериментальных скважин приведена в табл. 3.12, а параметры на приеме насосов имеют следующие значения:

Давление, МПа	36,7	31,7	26,7	21,7	16,7	11,7	6,7
Газосодержание, м ³ /м ³	0	0,23	0,41	0,56	0,70	0,80	0,91

УЭЦН-50-1800, оборудованная сепаратором 1МНГ-4, была спущена в скв. 910 пласта D-IV Росташинского месторождения на глубину 2074 м с погружением под динамический уровень жидкости 1994 м. Скважина отработала 72 сут с дебитом жидкости 86 м³/сут и нефти 2,6 т/сут. Остановка произошла

из-за снижения сопротивления изоляции до нуля. Из-за большой обводненности добываемой жидкости работы по испытанию были прекращены.

В скв. 1312 пласта D-IV Зайкинского месторождения была спущена установка УЭЦН-50-2000 с газосепаратором 1МНГ-4 на глубину 2700 м с погружением под уровень жидкости 2095 м. Установка отработала 68 сут с дебитом жидкости 96 м³/сут и нефти 1,4 т/сут. Причина остановки – заклинивание ПЭД. После повторного пуска насоса скважина отработала еще 23 сут с дебитом нефти 4,1 т/сут и была остановлена из-за прекращения подачи.

Испытания УЭЦН с газосепараторами 1МНГ-4 были продолжены в скв. 2611 пласта D-III Зайкинского месторождения, куда была спущена насосная установка УЭЦНМ5-50-2000. Предполагалось, что газосепаратор уменьшит негативное влияние газа, содержание которого в добываемой нефти достигало 500 м³/т.

Однако при глубине спуска 2700 м вывести на удовлетворительный режим работы УЭЦН не удалось: через каждые 15 мин происходило отключение насоса из-за срабатывания защиты минимальной нагрузки.

В скв. 1323 пласта D-IV Зайкинского месторождения также не удалось оценить эффект от применения газосепаратора 1МНГ-4 из-за непродолжительной работы УЭЦН: после 25 сут эксплуатации с дебитом жидкости 83 м³/сут и нефти 17,2 т/сут УЭЦН вышла из строя из-за снижения сопротивления изоляции.

Полученные материалы дают основание утверждать, что причинами неудовлетворительной работы УЭЦН с

Таблица 3.12

**Расчетные параметры на приеме УЭЦН, оборудованных газосепараторами
(в соответствии с РД 39-0147035-212–87)**

Расчетные параметры	Номера скважин		
	Скв. 910, Росташинское месторождение (D-IV)	Скв. 1323, Зайкинское месторождение (D-V)	Скв. 1312, Зайкинское месторождение (D-V)
Давление на приеме насоса, МПа	7,63	10,9	14,3
Объемное расходное газосодержание на приеме газосепаратора	0,79	0,77	0,64
Коэффициент сепарации	0,8	0,8	0,8
Средняя плотность газожидкостной смеси в затрубном пространстве, кг/м ³	590,3	636,2	500,2
Температура на приеме ПЭЦН, °C	71,1	87,5	80,7

газосепараторами 1МНГ-4 являются большие значения расходного газосодержания на приеме (0,64–0,79), возникающие из-за низких давлений на приеме ПЭЦН, значение которых составляет 7,63–14,3 МПа.

Совместные промысловые исследования ВНИИБТ и НГДУ "Юж-Оренбургнефть" показали, что при уменьшении забойного давления ниже допустимого значения, происходит резкое снижение дебита скважины, которое можно объяснить ухудшением фазовой проницаемости породы пласта для нефти и изменением раскрытости трещин в породе ПЗП. Именно в такие периоды происходит срыв подачи насоса, заканчивающийся в большинстве случаев ремонтом.

Результаты экспериментов позволяют сделать следующие выводы:

1) установки в скв. 828, 910, 1312, 1325 вышли из строя по техническим причинам, что не позволяет квалифицированно в полной мере оценить решение поставленной задачи;

2) температура в области подвески погружного двигателя почти достигала максимально допустимого значения для отечественных установок и могла повлиять на отказ погружного двигателя;

3) применение газосепараторов 1МНГ-4 в скв. 828, 910, 2611, 1323 привело к улучшению работы насоса, однако из-за аварийных отключений однозначного ответа об их эффективности по эксперименту получить не удалось;

4) сепараторы 1МНГ-4 имеют недостаточную пропускную способность по жидкости и не позволяют перекрыть весь ряд подач насосов соответствующего габарита;

5) применение УЭЦН для освоения глубоких скважин, заглушенных водой, нецелесообразно: неоднократные запуски и остановки, связанные с технологией освоения, приводят к преждевременному выходу из строя ПЭД;

6) эксперименты следует продолжить, используя при этом не только отечественные, но и зарубежные технологии и технические средства борьбы с газом.

ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ КОМБИНИРОВАННЫХ НАСОСОВ

В скв. 1015 пласта D-IV Росташинского месторождения был спущен насос, состоящий из трех секций: первая – от насоса с производительностью 200 м³/сут, вторая – 80 м³/сут и третья – 50 м³/сут.

Скважина перед ремонтом была заглушена водой плотностью 1020 кг/м³, статический уровень жидкости был зафиксирован на глубине 38 м. Поэтому задача состояла в первую очередь в откачке столба жидкости, заполнившей ствол скважины почти на

всю глубину, а затем в вызывании притока жидкости в скважину и выведении работы насоса и скважины на стационарный режим.

После спуска комбинированного насоса 1УЭЦН-50-1900 на глубину 2600 м удалось снизить уровень жидкости до 1824 м. Испытания проводились с доливом безводной нефти в затрубное пространство, однако вызвать приток не удалось. Насос отключался из-за срабатывания защиты минимальной нагрузки.

В скв. 828 пласта D-IV Росташинского месторождения была испытана УЭЦН-80-1600, смонтированная из четырех секций: первая – производительностью 200 м³/сут, последующие три – 80 м³/сут. Кроме того, установка была укомплектована газосепаратором 1МНГ-4.

Установка была спущена на глубину 2600 м. При погружении под уровень на 990 м она проработала 7 сут с дебитом жидкости 65,7 м³/сут и нефти 5,2 т/сут. Остановка УЭЦН произошла из-за разрушения корпуса нижней секции.

ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ИМПОРТНЫХ УЭЦН В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО ГАЗСОДЕРЖАНИЯ

Действующий фонд скважин, оборудованных УЭЦН, в ОАО "Оренбургнефть" составляет более 690 единиц, причем ежегодно фонд должен обновляться на 150–160 установок. При выборе типа установки в первую очередь смотрят на ее эксплуатационные характеристики, возможность использования в нестандартных геолого-физических условиях, стоимость оборудования, а затем – на источники получения этого оборудования. Несмотря на высокий МРП, достигнутый для скважин, оборудованных УЭЦН, повышение этого показателя имеет важное значение в стабилизации добычи нефти. В настоящее время в ОАО "Оренбургнефть" наряду с отечественными УЭЦН применяют и зарубежные погружные установки (табл. 3.13).

Наиболее широкое применение в ОАО "Оренбургнефть" среди импортных нашли насосы фирмы "Темпекс", по которым можно провести достоверный анализ работы и выявить причины их неисправностей в осложненных условиях эксплуатации.

Внедрение УЭЦН фирмы "Темпекс" на месторождениях ОАО "Оренбургнефть" началось с 1995 г. За весь период эксплуатации в работе находилось 124 установки. За это время был произведен 61 подъем (50 % общего количества) погружного оборудования, в том числе 33 подъема по эксплуатационным причинам: механическое повреждение кабеля при спускоподъемных операциях, забивание рабочих органов насоса механическими примесями, негерметичность НКТ, неправильный подбор оборудования. Средний

Таблица 3.13

**Распределение УЭЦН по фирмам-изготовителям
по ОАО "Оренбургнефть" (данные за 1998 г.)**

Фирма-изготовитель	Количество установок			
	В наличии	В работе	Требуют ремонта	В резерве
Отечественные	838	636	201	–
"Темпекс" (Китай)	148	83	41	24
"CENTRILIFT"	15	7	8	–
"ODI"	76	29	46	1
Всего	1077	755	296	25

межремонтный период работы скважин составил 528 сут, а МРП непосредственно погружного оборудования – 404 сут. Фактические значения МРП для установок различных фирм-изготовителей следующие.

В целом по ОАО "Оренбургнефть"	459
Отечественные фирмы	401
"Темпекс"	404
"CENTRILIFT"	518
"ODI"	398

Анализ работы УЭЦН импортного производства на месторождениях ОАО "Оренбургнефть" показал, что основными причинами выхода их из строя являются:

засорение рабочих органов насоса механическими примесями; негерметичность НКТ; механические повреждения кабеля при СПО – для УЭЦН фирмы "Темпекс";

засорение рабочих органов насоса механическими примесями; механические повреждения кабеля при СПО – для УЭЦН фирмы "CENTRILIFT";

засорение рабочих органов насоса механическими примесями – для УЭЦН фирмы "ODI".

Несмотря на относительно высокий МРП импортных установок, из имеющегося опыта их эксплуатации можно отметить следующие их недостатки:

1) ремонт импортных установок на базе ЦБПО возможен при условии закупки запасных частей (провода для электродвигателей, специального инструмента и т.д.), так как отечественные комплектующие не подходят;

2) после отработки 600–700 сут кабельные линии импортного производства, как правило, к эксплуатации и ремонту не пригодны вследствие полного разрушения брони;

3) пропуск гидрозащиты (фирма "Темпекс") из-за трещин в торцевых уплотнениях и, как следствие, снижение изоляции обмотки ПЭД до "нуля" с последующим прогаром токоввода. Про-

гар колодки токоввода при пропуске гидрозащиты происходит также и по причине отсутствия в станциях управления импортного производства (фирмы "Темпекс", "CENTRILIFT", "ODI") контроля за сопротивлением изоляции системы кабель – двигатель, что допускает повторное включение ПЭД. После прогара токоввода ПЭД и муфта кабельного ввода, как правило, ремонту не подлежат;

4) погружные электродвигатели мощностью 30 и 45 кВт (фирма "Темпекс") намотаны медным проводом диаметром 2 мм в изоляции диаметром 2,67 мм, в то время как отечественные провода такого же диаметра имеют диаметр по изоляции 2,24 мм. Из-за такого несоответствия при укладке провода в пазах статора ПЭД остается зазор между витками, что недопустимо. И наоборот, у проводов ПЭД фирмы "ODI" изоляция обмоточного провода тоньше, чем у отечественных;

5) для проведения ремонта гидравлической части погружных установок импортного производства отсутствует технологическая оснастка и рабочее место соответствующих размеров, так как размеры (длина) секций насосов отечественного производства меньше длины насосов импортного производства;

6) масла, применяемые для электродвигателей импортного производства, загустевают при отрицательных температурах, что затрудняет прокачку ПЭД маслом при монтаже на скважинах в зимнее время.

Для месторождений с аномально высоким газовым фактором нефти, разрабатываемых ОАО "Оренбургнефть", возможно применение УЭЦН фирмы "REDA" (США) специальных конструкций, предназначенных именно для подъема таких нефтей. Особенностью данных УЭЦН являются специфическая конструкция рабочих органов ПЭЦН и использование ротационных сепараторов на приеме насоса.

В скважинах с высоким газовым фактором ротационный сепаратор фирмы "REDA" удаляет из добываемой жидкости, по крайней мере, 90 % свободного газа. Удаляя этот газ в затрубное пространство, сепаратор исключает рециркуляцию, образование газовых пробок и кавитацию, благодаря чему обеспечивается постоянная нагрузка на двигатель и повышается срок непрерывной его работы.

Принцип действия центробежного сепаратора основан на использовании центробежной силы для удаления свободного газа. Газожидкостная смесь поступает через приемные отверстия к входному устройству винтового типа. Здесь давление смеси повышается, и она подается на центрифугу, которая отделяет газ от жидкости. Жидкость вытесняется из сепаратора и направляется к первой ступени насоса. Более легкий газ

поднимается через разделитель потока и выходит в затрубное пространство.

На рис. 3.8 приведена характеристика одной из УЭЦН без свободного газа и с различным содержанием свободного газа на приеме насоса. Видно, что даже при большом содержании свободного газа в объеме жидкости эффективность работы сепаратора снижается крайне незначительно.

Для скважин с более низким газовым фактором возможно применение газосепаратора с обратным потоком или стандартного заборника с отверстиями.

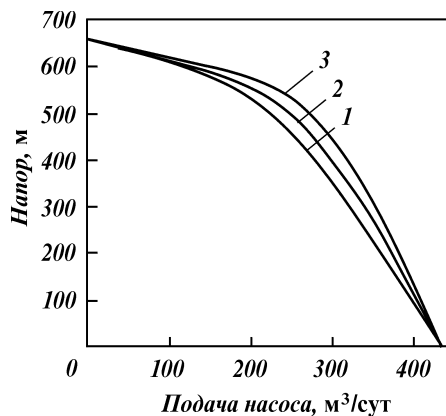


Рис. 3.8. График влияния свободного газа на рабочую характеристику насоса "Рэда" с центробежным газосепаратором при содержании газа на приеме насоса, $\text{нм}^3/\text{м}^3$:
1 – 0; 2 – 0,20; 3 – 0,60

3.4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБВОДНЕННЫХ ПАРАФИНСОДЕРЖАЩИХ СКВАЖИН

Нефти многих нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО "Оренбургнефть", содержат значительное количество парафина, который при определенных условиях выпадает из нефти, откладываясь на поверхности оборудования. Интенсивность отложений может достигать больших величин, что приводит к пробкообразованию и остановке работы скважины.

Интенсивность отложений парафина в узлах УЭЦН несколько ниже вследствие нагрева последних. В зависимости от подачи повышение температуры в насосе (по данным различных авторов) составляет 5–10 °С. Максимальная величина нагрева относится к выкиду насоса. В области же приема вследствие резкого снижения давления и интенсивной сепарации газа температура ниже и процесс выделения парафина усиливается.

По этой причине наиболее частым видом отказа УЭЦН является запарафирование приема и приемных ступеней насоса. Указанный прирост температуры существенно не меняет картину отложений парафина и в насосно-компрессорных трубах.

Появление воды в продукции скважины уменьшает интенсивность отложений, но не решает проблему в целом. Теоретические и экспериментальные исследования, проведенные многими авторами как в лабораторных, так и в промысловых условиях в обводненных скважинах при откачке парафинистых нефтей, позволили объяснить причину снижения подачи УЭЦН с увеличением вязкости откачиваемой водонефтяной эмульсии и образованием в ней твердой фазы.

Последние представлены флоккулами и агрегатами, состоящими из кристаллов парафина, асфальтосмолистых компонентов, воды, нефти и механических частиц [15]. Эти агрегатные частицы соизмеримы с размерами каналов рабочих ступеней и, попадая в них, препятствуют движению эмульсии, увеличивая гидравлические сопротивления и, следовательно, потерю напора насоса.

Современные методы предупреждения процесса отложений парафина в скважинах, оборудованных УЭЦН, включают в себя химические, тепловые методы, а также использование технических средств и применение подъемных труб с защитными покрытиями.

Химические методы, получившие широкое применение, относятся к комплексным методам, так как их влияние распространяется одновременно на несколько факторов. Способы доставки химических реагентов в скважины разнообразны: залповая закачка в пласт; подача реагента непосредственно на прием насоса.

Для защиты насоса и насосно-компрессорных труб наиболее целесообразна подача реагента на прием насоса. В этом случае может быть использован забойный дозатор с отверстием в верхней части простой конструкции. Насосно-компрессорная труба при этом подвешивается к низу компенсатора погружного электродвигателя. В скважине в калиброванное отверстие трубы дозатора поступает скважинная жидкость, которая, обладая плотностью большей, чем реагент, опускается в трубе вниз и вытесняет реагент через отверстие в скважину.

К тепловым относятся методы создания в скважине температурного поля, превышающего по значению температуру плавления парафина. Это достигается нагревом скважинной жидкости передвижными депарафинизационными агрегатами и созданием циркуляции через затрубное пространство. Метод обеспечивает удовлетворительную очистку от парафина, но требует периодического повторения.

В последнее время применяются различные конструкции электрических нагревателей поднасосного или наднасосного типа.

Исследователями также был предложен способ разрушения структуры эмульсии с частицами парафина, заключающийся в образовании на приеме насоса турбулизирующего эффекта за счет резкого изменения направления и скорости потока жидкости.

Устройство, разработанное для этой цели, состоит в наборе нескольких серийных рабочих ступеней и направляющих аппаратов, на площади дисков которых просверливают отверстия диаметром 8–10 мм. Пакет из 6–12 ступеней устанавливается на приеме насоса. Жидкость поступает в насос через каналы колеса и направляющего аппарата и одновременно через образованные отверстия. При этом вращающиеся колеса "режут" поток, нарушая условие безударного входа жидкости в рабочие колеса и направляющие аппараты.

Устройства, а они были названы деструктураторами или турбулизаторами (см. рис. 3.7), придают жидкости значительные градиенты скорости и способствуют интенсивной циркуляции смеси в области выкида колеса и усилению вихреобразования. Механические частицы и твердая фаза нефти, проходя через отверстия в ступенях, разрушаются.

Апробирование предложенного способа было проведено в скв. 325 (пласт Б₂), 304 (пласт Б₂), 403 (пласт А₄), 53 (пласт А₀+А₁), 60 (пласт А₄) Герасимовского месторождения НГДУ "Бузулук-нефть".

Количество деструктураторов, устанавливаемых на приеме насоса, выбиралось от 5 до 10. Например, в скв. 53, 60 в насосах УЭЦН5-40-1400 монтировалось по пять штук, а в скв. 308 с УЭЦН5-200-800 – по восемь штук.

Средняя обводненность продукции выбранных для испытаний скважин составляла 66 %, средний дебит жидкости 118 м³/сут. Характеристика скважин и показатели их работы до и после внедрения насосов с деструктураторами приведены в табл. 3.14.

Рассмотрим эксплуатацию отдельных скважин.

Скв. 325 эксплуатировалась с дебитом жидкости 185 м³/сут и обводненностью продукции 51 %. До внедрения деструктураторов в скважине было проведено пять подземных ремонтов, четыре из которых по причине отказа ПЭД; один был связан с заменой насосно-компрессорных труб. Межремонтный период работы составлял 69 сут. После спуска в скважину УЭЦН5-200-500 с деструктураторами дебит ее возрос до 226 м³/сут, обводненность увеличилась до 58 %. Скважина без ремонта отработала 270 сут.

Скв. 304 эксплуатировалась с дебитом жидкости 201 м³/сут и обводненностью продукции 98 %. На ней был произведен ремонт, связанный с выходом из строя ПЭД. После внедрения

деструктураторов скважина стала работать стабильно: межремонтный период увеличился от 177 до 247 сут.

Таблица 3.14

Показатели эксплуатации скважин УЭЦН с деструктураторами в НГДУ "Бузулукнефть"

Номер скважины, месторождение, пласт	Параметры работы скважины до внедрения деструктураторов			
	Тип насоса	Глубина подвески, м	Дебит жидкости, т/сут	Содержание воды, % (по массе)
185, Курманаевское, Б ₂ +Т ₁	ЭЦН5-200-800	1450	185	62
325, Герасимовское, Б ₂	ЭЦН5-200-800	1450	185	51
304, Герасимовское, Б ₂	ЭЦН5-200-800	1500	201	98
403, Герасимовское, А ₄	ЭЦН5-200-800	1600	169	60
53, Герасимовское, А ₀ +А ₁	ЭЦН5-40-1400	1400	24	2,2
60, Герасимовское, А ₄	ЭЦН5-40-1400	1400	20	0,7

Продолжение табл. 3.14

Номер скважины, месторождение, пласт	Параметры работы скважины после внедрения деструктураторов				Прирост дебита жидкости, т/сут
	Тип насоса	Глубина подвески, м	Дебит жидкости, т/сут	Содержание воды, % (по массе)	
185, Курманаевское, Б ₂ +Т ₁	ЭЦН5-200-800	1500	216	65	+31
325, Герасимовское, Б ₂	ЭЦН5-200-800	1450	226	58	+41
304, Герасимовское, Б ₂	ЭЦН5-200-800	1500	200	98	-1
403, Герасимовское, А ₄	ЭЦН5-200-800	1600	169	60	0
53, Герасимовское, А ₀ +А ₁	ЭЦН5-40-1400	1400	28	8	+4
60, Герасимовское, А ₄	ЭЦН5-40-1400	1450	23	1,2	+3

Скв. 53 эксплуатирует пласты А₀+А₁, нефти которых отличаются между собой. Так, по данным института "Типровостокнефть", смесь нефтей пластов А₀+А₁ обладает при температуре +30 °С вязкостью в шесть раз большей, чем безводные нефти пластов А₀ и А₁. Водонефтяная эмульсия имеет большую вязкость и стойкую структуру, что приводило к возникновению дополнительных гидравлических сопротивлений в насосе и снижению его производительности.

До перевода на насос с деструктураторами скважина эксплуатировалась серийным насосом УЭЦН5-130-1200, но через 2 мес была поднята из-за отсутствия подачи. Затем был спущен погружной электровинтовой насос УЭВНТ-5-80. Дебит

скважины составлял 20 т/сут, она отработала 5 мес, и вновь установка была поднята из-за прекращения подачи. Взамен нее была спущена УЭЦН5-40-1400 с деструктураторами. Дебит скважины составил 28 м³/сут, и она отработала 180 сут без ремонта.

Весьма показательным является применение деструктураторов в скв. 185, эксплуатирующей пласты Б₂+Т₁ Курманаевского месторождения. Серийная установка УЭЦН5-200-800 в этой скважине за один год поднималась 6 раз по причине отказа, МРП составил 55 сут, среднесуточный дебит жидкости 185 м³/сут при обводненности продукции 62 %.

Нефть и водонефтяные эмульсии этого месторождения, по данным института "Гипровостокнефть", обладают структурно-механическими свойствами. Вязкость образующихся водонефтяных эмульсий при температуре 10 °С превышает вязкость жидкой нефти в 11 раз.

После внедрения УЭЦН5-200-800 с деструктураторами дебит скважины достиг 216 м³/сут при обводненности продукции 65 %. Через 45 сут скважина снизила дебит до 152 м³/сут и продолжала эксплуатироваться в течение 50 сут. После замены насоса скважина восстановила первоначальный дебит, равный 216 м³/сут, и отработала без ремонта 90 сут, затем была выведена в ремонт по причине отказа ПЭД. После ремонта скважина отработала со средним межремонтным периодом 177 сут.

Анализ эксплуатации скважин при применении УЭЦН с деструктураторами позволяет сделать следующие выводы:

- производительность УЭЦН в условиях откачки высоковязких эмульсий увеличивается на 15–20 %;

- межремонтный период скважины возрастает на 10–50 %;

- с уменьшением обводненности продукции скважин прирост производительности УЭЦН сокращается до 10–20 %;

- в скважинах, дающих нефть обводненную на 96 % и более, применение деструктураторов не приводит к увеличению дебита и МРП;

- деструктураторы в насосах выполняют также роль диспергаторов и, следовательно, уменьшают отрицательное влияние газа на работу УЭЦН, что повышает эффективность их применения;

- экономическая эффективность применения деструктураторов в скважинах НГДУ "Бузулукнефть" оказалась достаточно высокой за счет увеличения добычи нефти и возрастания МРП работы скважин.

3.5. НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ПЛАСТ – УЭЦН

Оптимизация работы системы пласт – УЭЦН предполагает в конечном счете создание условий в скважине, при которых отбор газожидкостной смеси равен притоку из пласта. Несмотря на кажущуюся простоту задачи, ее решение сопряжено с рядом трудностей технического и технологического порядка, специфических для каждого месторождения, а зачастую пласта и скважины.

Выше были рассмотрены экспериментальные работы по применению УЭЦН в глубоких скважинах Зайкинского и Росташинского месторождений, нефти которых характеризуются значительным газосодержанием, большими давлениями насыщения нефти газом, высокой пластовой температурой и экстремальными давлениями.

Особую категорию составляют обводненные скважины, образующие вязкие водонефтяные эмульсии, извлечение которых с помощью серийных УЭЦН также сопряжено с осложнениями.

Неблагоприятное влияние на работу УЭЦН оказывают механические примеси, неорганические соли, асфальтосмолистые соединения, а также образование парафиновых отложений, наличие в продукции скважин коррозионно-активных веществ. Перечисленные факторы требуют индивидуального подхода при решении вопросов, связанных с оптимизацией.

Имеющиеся материалы по рассматриваемой теме базируются на данных конкретных месторождений. Одна из главных задач, которая решается при подборе УЭЦН к скважине, – это определение оптимального давления на приеме насоса.

Подбор УЭЦН к скважине следует начинать с установления оптимального значения дебита, рассчитываемого из условий геологического, технологического и технического порядка: прочность породы пласта, цементного камня, возможность разгазирования нефти, обводненность продукции, парафинообразование и т.д.

Принципиальное значение имеет параметр забойного давления, устанавливаемого в скважинах с точки зрения поддержания оптимальных условий разработки объекта. Этот параметр, как известно, обосновывается в проектах разработки месторождения.

При соблюдении линейного закона фильтрации Дарси и известном коэффициенте продуктивности пласта дебит скважины можно рассчитать по формуле

$$Q = K(p_{\text{п}} - p_{\text{с}}), \quad (3.40)$$

где Q – дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$; K – коэффициент продуктивности пласта, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$; $p_{\text{п}}$ – пластовое давление, МПа; $p_{\text{с}}$ – забойное давление в скважине, МПа.

Выразив забойное давление $p_{\text{с}}$ через значение столба жидкости (газожидкостной смеси), можно определить динамический уровень жидкости $L_{\text{д}}$ при работе скважины на стационарном режиме по формуле (3.3).

По расчетному значению динамического уровня жидкости в скважине можно записать формулу для определения глубины спуска погружного центробежного электронасоса в виде

$$L_{\text{н}} = L_{\text{д}} + h_{\text{п}}, \quad (3.41)$$

здесь $h_{\text{п}}$ – оптимальная глубина погружения насоса под динамический уровень жидкости, м. С этой величиной связан один из главных параметров, определяющих условия работы УЭЦН, – оптимальное давление на приеме $p_{\text{пр}}$. Именно этот параметр влияет на значение фактического объемного расходного газосодержания, а значит, и на оптимальную подачу УЭЦН.

Многие исследователи под оптимальным давлением на приеме понимают такое давление, при котором УЭЦН работает в области рекомендованного КПД, подачи, температуры в течение длительного времени.

Промысловыми исследованиями [85] установлено, что с увеличением газосодержания до определенного значения, особенно в скважинах, продуцирующих обводненную нефть, происходит некоторое увеличение КПД, затем он снижается. На основании экспериментов были рекомендованы оптимальные значения газосодержания для нефтей девона, которые могут отличаться для месторождений, залегающих в других геолого-физических условиях:

Газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Обводненность продукции, %
0,04–0,06	Безводная
0,06–0,08	20
0,08–0,16	20–60

В работе [30], выполненной институтом "ТатНИПИнефть", приводится оптимальное газосодержание в откачиваемой жидкости для некоторых типоразмеров УЭЦН (табл. 3.15).

Для других типоразмеров газосодержание предлагается принять равным 0,106, что соответствует давлению на приеме 6,0 МПа для безводной нефти Ромашкинского месторождения.

Анализ рассмотренных материалов позволяет сделать следующие выводы:

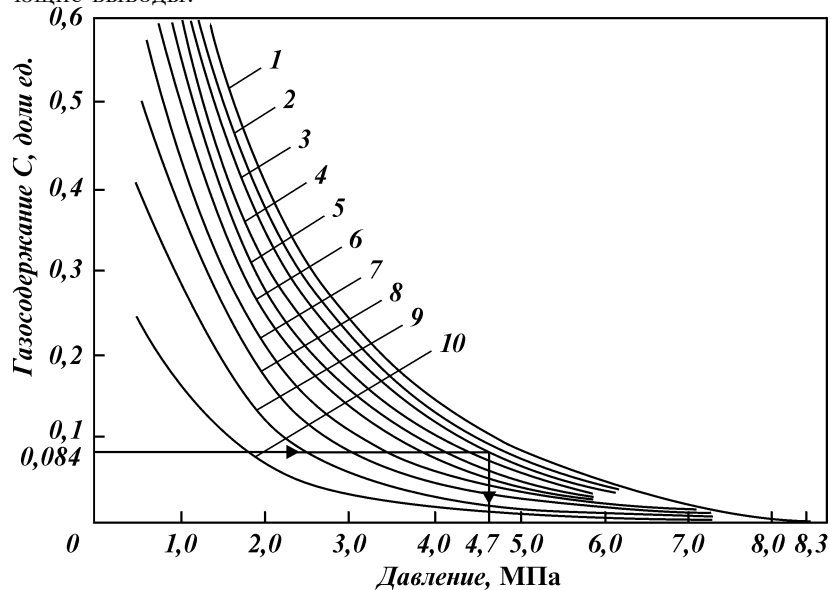


Рис. 3.9. График изменения объемного расходного газосодержания в жидкости в зависимости от давления на приеме насоса и обводненности продукции пласта, %:
 1 – 0; 2 – 10; 3 – 20; 4 – 30; 5 – 40; 6 – 50; 7 – 60; 8 – 70; 9 – 80; 10 – 90

установлено существование в скважине, эксплуатируемой УЭЦН, оптимального газосодержания, часто отличающегося от рекомендаций в инструкциях по их применению;

для конкретных месторождений определены значения оптимального давления на приеме насосов;

построены графические зависимости давление – обводненность – газосодержание для ряда месторождений (рис. 3.9).

Таблица 3.15
Газосодержание в безводной нефти для УЭЦН

Типоразмер УЭЦН	Газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Давление на приеме УЭЦН, МПа
УЭЦН5-80-1200	0,084	6,4
УЭЦН5-130-1200	0,152	5,2
УЭЦН6-160-1100	0,114	5,8

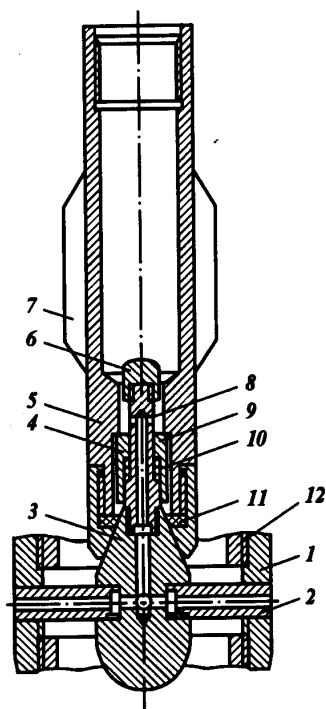
В ОАО "Оренбургнефть" была апробирована методика подбора УЭЦН к скважинам, разработанная в ТатНИПИнефти. В этой методике решение дается в виде множества типоразмеров УЭЦН и глубин спуска. Количество вариантов доходит до 20 и более. При этом ни один из них не является оптимальным, так как при расчетах задаются глубины спуска УЭЦН и по ним определяются другие параметры. Видимо, следует вначале определиться со значением оптимального давления на приеме, а затем рассчитывать все другие параметры. При таком подходе глубина спуска может быть установлена с достаточной точностью.

Отработка методики оптимизации предполагает получение надежных исследовательских данных по месторождению в результате контроля за работой УЭЦН в скважинах. При этом необходимо ответить на следующие вопросы: достаточно ли точно выбрана глубина спуска УЭЦН? соответствует ли давление на приеме УЭЦН его оптимальному значению при данной обводненности продукции скважины?

О правильности выбора глубины спуска УЭЦН судят по динамическому уровню жидкости в затрубном пространстве при работающей установке. Однако замер динамического уровня жидкости серийными приборами при выпуске газа из затрубного пространства приводит к большим ошибкам в определении уровня жидкости, так как при стравливании газа образуются достаточно высокие пенные столбы. Звуковые волны от пенной поверхности хорошо отражаются и действительное положение уровня оказывается искаженным. С другой стороны, не зная плотности жидкости в затрубном пространстве в интервале динамический уровень – прием насоса, нельзя точно вычислить давление на приеме.

Для этой цели более целесообразно использовать специальное устройство, монтируемое в месте соединения насосно-компрессорных труб с УЭЦН перед их спуском в скважину. Устройство получило название "суфлер" и представляет собой патрубок с несколькими каналами, при определенных условиях сообщающими полость насосно-компрессорных труб, и сопрягаемым с суфлером глубинным манометром.

На рис. 3.10 показан суфлер, который состоит из специальной соединительной муфты 1, предназначенной для соединения лифтовых труб и являющейся основой всего устройства; корпуса 3 с отверстиями, связанными с затрубным пространством посредством трубок 2; клапанного устройства, состоящего из трубки 4 с отверстием 8, ползуна 9, пружины 10 и головки 6. Верхняя часть корпуса 3 выполнена в виде конуса и служит посадочным гнездом для специального наконечника 5 глубинного манометра. В нормальном состоянии ползун 9 отжат пружиной 10



в верхнее положение. В результате отверстие 8 закрыто (внутренняя полость лифтовых труб 12 с затрубным пространством не сообщается). При спуске глубинного манометра его наконечник 5 садится на конус корпуса 3. При этом ползун 9 под действием веса прибора отжимается вниз, отверстие 8 открывается, что обеспечивает связь чувствительного элемента прибора с затрубным пространством. Точность посадки наконечника манометра обеспечивается направляющими пластинами 7, приваренными к его корпусу, а герметичность – имеющимся в его нижней части уплотнительным устройством 11.

Применение суфлера в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН, позволило более квалифицированно решать ряд технологических задач, в частности:

Рис. 3.10. Суфлер

получать значения давлений на приеме и выкиде из насоса одновременно;

судить о реальном номинальном напоре насоса, работающего в скважине;

получать значения номинальной подачи насоса, отложив на характеристике подача – напор значение фактического напора;

судить о сбоях в работе скважины или насоса по результатам сравнения номинального дебита с фактическим;

оценивать оптимальную область работы насоса и принимать решение об ее изменении;

строить индикаторную кривую путем изменения давления на приеме во времени и контролировать динамику коэффициента продуктивности скважины.

Кроме того, применение суфлера описанной конструкции позволило использовать его в качестве сливного клапана. Для этого на скрепковой проволоке спускается или просто

сбрасывается в НКТ металлический цилиндр, оборудованный в нижней части наконечником, аналогичным приставке к глубинному манометру. Наконечник снабжается сквозными отверстиями для перетока жидкости из НКТ в затрубное пространство. Канал для перетока образуется после посадки цилиндра с наконечником на корпус и "отжатия" шарикового запорного элемента.

Этот способ слива жидкости из НКТ более надежен, так как при известном способе вследствие накопления над сливным клапаном различных механических примесей сбить его зачастую не удастся и НКТ приходится поднимать с жидкостью.

4

МАЛОРАСПРОСТРАНЕННЫЕ ГЛУБИННЫЕ НАСОСЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"



4.1. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ВИНТОВЫМИ ШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ

Недостатками ШСНУ и УЭЦН являются сложность в обслуживании, неустойчивость в работе при добыче жидкости с высоким содержанием механических примесей и газа, а также низкая степень надежности при работе в кустовых скважинах.

С целью устранения отмеченных недостатков, а также для решения проблемы откачки жидкости повышенной вязкости были предложены установки винтовых насосов, обладающие целым рядом преимуществ перед насосами других типов. По сравнению с УЭЦН при эксплуатации УВН имеет место весьма малое перемешивание перекачиваемой жидкости, что предотвращает образование стойких эмульсий из нефти и воды. Отсутствие клапанов и сложных проходов определяет простоту конструкции и снижает гидравлические потери. Насосы обладают повышенной надежностью (особенно при откачке жидкостей с механическими примесями) вследствие того, что имеют минимальное число движущихся деталей, просты в изготовлении и эксплуатации, более экономичны. При перекачке жидкости повышенной вязкости снижаются перетоки через уплотняющую контактную линию между винтом и обоймой, что улучшает характеристику насоса.

Благодаря нечувствительности к свободному газу винтовые насосы идеальны для перекачки высокогазированных нефтей. Они являются более износоустойчивыми при добыче нефти, содержащей механические примеси, так как твердые частицы, проходя через насос, вдавливаются в эластомер обоймы (статора), который деформируется, но не истирается [62, 79].

В настоящее время на нефтяных промыслах используют винтовые насосные установки с погружным электродвигателем, а также с поверхностным приводом как отечественного (ОКБ БН), так и импортного производства (фирма "Родемип", Франция; фирмы "COROD MANUFACTURING" и "AMOCO CANADA PETROLEUM LTD", "GRIFFIN PUMPS", "ROTALIFT", Канада; фирма "Scheller-Blekman", Австрия) [62]. Технические характеристики УВН ряда фирм-изготовителей приведены в табл. 4.1–4.3.

Таблица 4.1

Основные параметры УЭВН5, выпускаемых ОКБ БН (Москва)

Параметр	Типоразмер					
	УЭВН5-16-1200	УЭВН5-25-1000	УЭВН5-63-1200	УЭВН5-100-1000	УЭВН5-100-1200	УЭВН5-200-900
Номинальная подача, м ³ /сут	16	25	63	100	100	200
Номинальное давление, МПа	12	10	12	10	12	9
Мощность электродвигателя*, кВт	5,5	5,5 (22)	22	22 (32)	32	32
Масса погружного агрегата, кг	341	342	546	556	697	713
* Электродвигатель типа ПЭД с гидрозащитой 1Г51.						

Таблица 4.2

Основные параметры насосных установок фирмы "Родемип"

Параметр	Типоразмер			
	20ТР1200	100ТР600	100ТР1200	240ТР500
Номинальная подача, м ³ /сут (n = 8 с ⁻¹)	20	100	100	240
Максимальный напор, м	1200	600	1200	500
Мощность привода, кВт	7,5	12,0	25,0	25,0
Длина установки, м	2,76	2,79	5,62	5,62
Число витков	28	12	24	12

Таблица 4.3

Основные параметры насосных установок фирмы "GRIFFIN PUMPS"

Типоразмер	Номинальная подача, м ³ /сут (n = 100 мин ⁻¹)	Давление нагнетания, МПа	Длина установки, м
20-063	10,0	6,1	2,44
40-063	10,0	12,2	3,57
60-063	10,0	18,3	5,21
20-095	15,1	6,1	2,44
40-095	15,1	12,2	4,57
60-095	15,1	18,3	6,71
30-195	31,0	9,1	5,27
40-195	31,0	12,2	6,72

Рабочие характеристики УВН (одновинтового насоса) определяются по следующим формулам.

1. Теоретическая производительность насоса, м³/с,

$$Q_{\text{т}} = 4eDTn / 60, \quad (4.1)$$

где e – значение эксцентриситета между центром сечения винта и статора, м; D – диаметр сечения винта, м; T – шаг двухзаходного винта, м; n – частота вращения винта, мин⁻¹.

2. Фактическая производительность насоса

$$Q_{\text{ф}} = Q_{\text{т}} \eta_0, \quad (4.2)$$

где η_0 – объемный КПД насоса.

3. Мощность, подводимая к валу насоса, кВт,

$$N = \frac{QH\rho_{\text{ж}}g}{102\eta}, \quad (4.3)$$

где Q – производительность насоса, м³/сут; H – напор столба жидкости, м; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; η – общий КПД насоса.

4. Общий КПД насоса

$$\eta = \eta_0 \eta_{\text{г}} \eta_{\text{м}}, \quad (4.4)$$

где η_0 – объемный КПД насоса, $\eta_0 = Q_{\text{ф}}/Q_{\text{т}}$; $\eta_{\text{г}}$ – гидравлический КПД насоса, $\eta_{\text{г}} = H_{\text{ф}}/H_{\text{т}}$; $\eta_{\text{м}}$ – механический КПД (учет потерь энергии на преодоление трения в подшипниках, винта в обойме, вала в сальниках, вала и шарнира о жидкость), $\eta_{\text{м}} = (N - N_{\text{м п}})/N$, здесь $N_{\text{м п}}$ – мощность, расходуемая на механические потери.

Применение винтовых насосов в добыче нефти началось в 1960 г. По данным источника [85], в НГДУ "Туймазанефть" (Башкортостан) были испытаны с положительным эффектом опытные экземпляры наземного и скважинного вариантов винтовых насосов, разработанные ОКБ БН (Москва). Показатели работы опытных экземпляров насосов выглядели так: коэффициент подачи 0,81–0,91; межремонтный период – 169–255 сут.

Скважинный насос оснащался приводом, аналогичным погружному центробежному насосу.

Конструкция винтового насоса представляла собой два главных узла: стальной винт (ротор) с однозаходной винтовой поверхностью и двухзаходную резиновую обойму (статор), запрессованную в стальную трубу. В процессе вращения ротор совершал планетарное движение – вокруг собственной оси и оси

статора. Это позволяло придать насосу характер объемного приема и перекачки жидкости, что было весьма эффективно при эксплуатации скважин с вязкой нефтью, с большим содержанием газа и механических примесей.

Впоследствии промышленность освоила погружные насосы типа УЭВНТ производительностью 16, 25, 100, 200 м³/сут с напором соответственно 1200, 1000, 1000, 900 м столба жидкости.

Однако конструктивные недостатки, присущие первым опытным экземплярам насосов, не были преодолены, что явилось причиной их ограниченного применения. В частности, очень часто выходила из строя обойма (статор), что приводило к заклиниванию винта и его слома, разрушались опорные подшипники и пята.

Несмотря на привлекательную идею и технически грамотную ее проработку, наши ученые и конструкторы потеряли мировой приоритет в промышленном внедрении и использовании винтовых насосов как в целом, так и их отдельных модификаций.

На зарубежном и российском рынках появились винтовые насосы, повторяющие основные технические решения отечественных конструкторов, но более надежные в применении. Это было достигнуто использованием более устойчивых к скважинным условиям конструкционных материалов, в частности эластомеров. Кроме того, в качестве привода был применен не погружной, а наземный электродвигатель, крутящий момент от которого передавался ротору насоса колонной штанг.

ОАО "Оренбургнефть" приобрело партию насосов этой конструкции у фирмы "Scheller-Blekman" и с 1996 г. проводит их промышленное внедрение на Тананыкском месторождении, характеризующемся крайне трудными условиями эксплуатации.

КОНСТРУКЦИЯ ВИНТОВОГО ШТАНГОВОГО НАСОСА

Винтовой штанговый насос включает в себя узлы, назначение и конструкция которых следующие.

Газовый сепаратор (рис. 4.1) обеспечивает частичную сепарацию газа из жидкости, поступающей в насос, за счет изменения направления ее движения в прием. Он состоит из системы труб, оборудованных приемными и выпускными каналами (рис. 4.2).

Якорь (в спецификации фирмы – торсионный анкер) обеспечивает надежную фиксацию насоса в обсадных трубах и

тем самым предупреждает произвольное вращение насосно-компрессорных труб в процессе работы насоса.

Винтовой насос состоит из статора 3 и ротора (винта) 4 (см. рис. 4.1). Статор представляет собой металлическую трубу, в которую запрессован эластомер – материал, устойчивый к воздействию механических примесей, нефти и коррозионно-активной

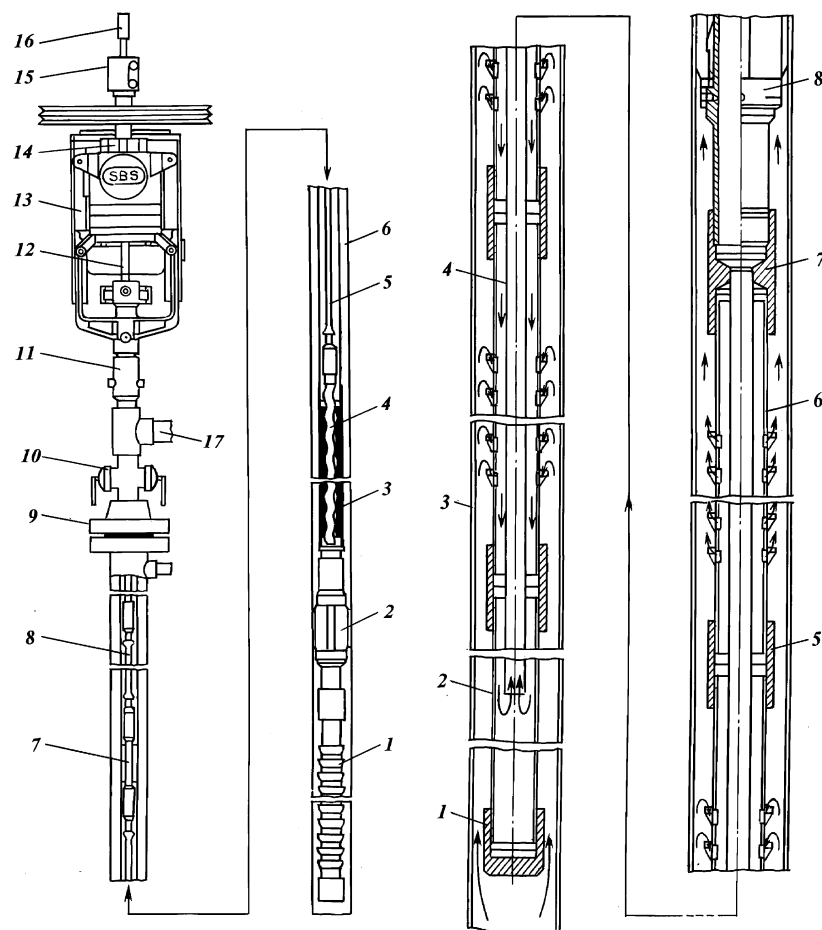


Рис. 4.1. УВН с поверхностным при-

водом фирмы "Scheller-Blekman":

1 – газовый якорь; 2 – динамический анкер; 3 – статор; 4 – ротор; 5 – насосные штанги; 6 – НКТ; 7 – невращающийся протектор; 8 – укороченные штанги; 9 – адаптер приводной головки; 10 – одноплечный превентор; 11 – второй сальник; 12 – полированный шток; 13 – взрывозащищенный электродвигатель; 14 – приводная головка; 15 – зажим полированного штока; 16 – муфта; 17 – арма-
тура

Рис. 4.2. Газовый сепаратор винтового погружного насоса чашечного типа

фирмы "Scheller-Blekman":

1 – заглушка; 2 – НКТ; 3 – обсадная труба; 4 – всасывающая труба; 5 – муфта; 6 – газовый якорь; 7 – переводная муфта; 8 – механический якорь

жидкости. Однако углекислоты и свободный диоксид углерода вызывают разрушение эластомера, поэтому вводится ограничение на содержание этих компонентов в добываемой жидкости, количество которых не должно превышать 1000 мг/л.

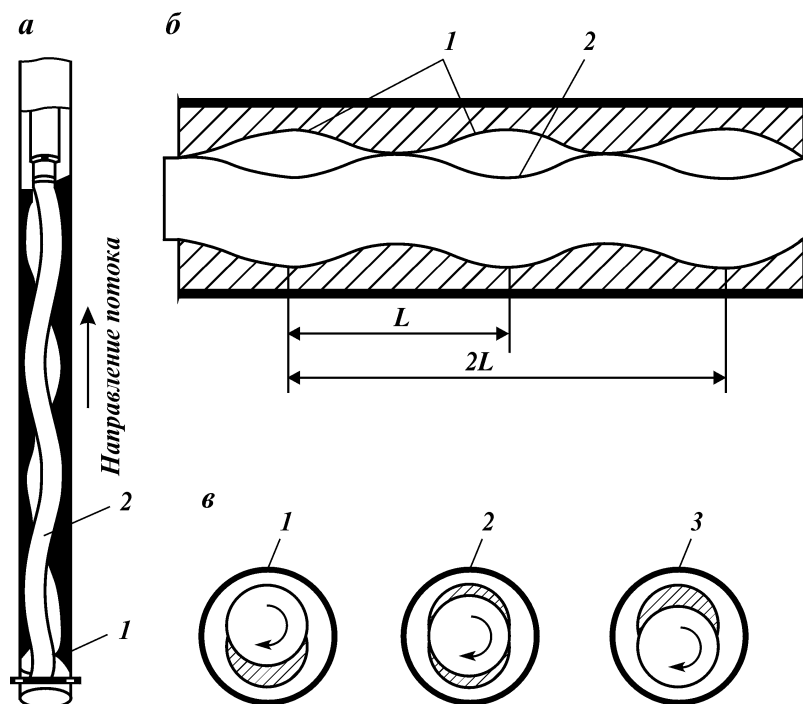


Рис. 4.3. Схема работы винтового насоса:

a – общий вид насоса: 1 – статор, 2 – ротор; *б* – статическое положение ротора в статоре: 1 – поверхность статора $2L$, 2 – поверхность ротора при длине L ; *в* – положение ротора в статоре в динамике: 1 – в начале вращения, 2 – после поворота на угол 90° , 3 – после поворота на угол 180°

Ротор представляет собой хромированный однозаходный винт, обработанный с соблюдением весьма малых допусков. Схема размещения ротора в статоре и его перемещения приведена на рис. 4.3.

Как и у отечественных винтовых насосов, ротор в статоре совершает планетарное движение, что обеспечивает создание между винтом и обоймой отсеченных друг от друга камер, заполненных жидкостью и перемещающихся при движении винта от приема к выкиду. Камеры достаточно герметичны и поэтому обеспечивается непрерывная подача жидкости, пропорциональная частоте вращения ротора.

Насосные штанги 5 (см. рис. 4.1) предназначены для передачи крутящего момента от наземного электропривода ротору насоса. Конструктивно они не отличаются от

отечественных. Колонна штанг выбирается таким образом, чтобы она выдерживала нагрузки, возникающие при эксплуатации. Размеры и компоновка колонны рассчитываются по специальной методике.

Приближенно можно считать, что при дебите скважины свыше 150 м³/сут и глубине спуска более 1000 м следует применять штанги диаметром 25,4 мм. Характеристика насосных штанг приведена в табл. 4.4.

Насосно-компрессорные трубы используются отечественного производства.

Для центрирования вращающейся колонны штанг в насосно-компрессорных трубах и, таким образом, предотвращения истирания НКТ и штанг используют специальные устройства – протекторы. В наклонных скважинах рекомендуется применять невращающиеся протекторы. Количество протекторов выбирается в зависимости от кривизны скважины (табл. 4.5).

Устьевое оборудование (см. рис. 4.1) состоит из фланца 9, на котором монтируются превентор 10, второй сальник 11, полированный шток 12, взрывозащищенный электродвигатель 13 с приводной головкой 14.

Таблица 4.4

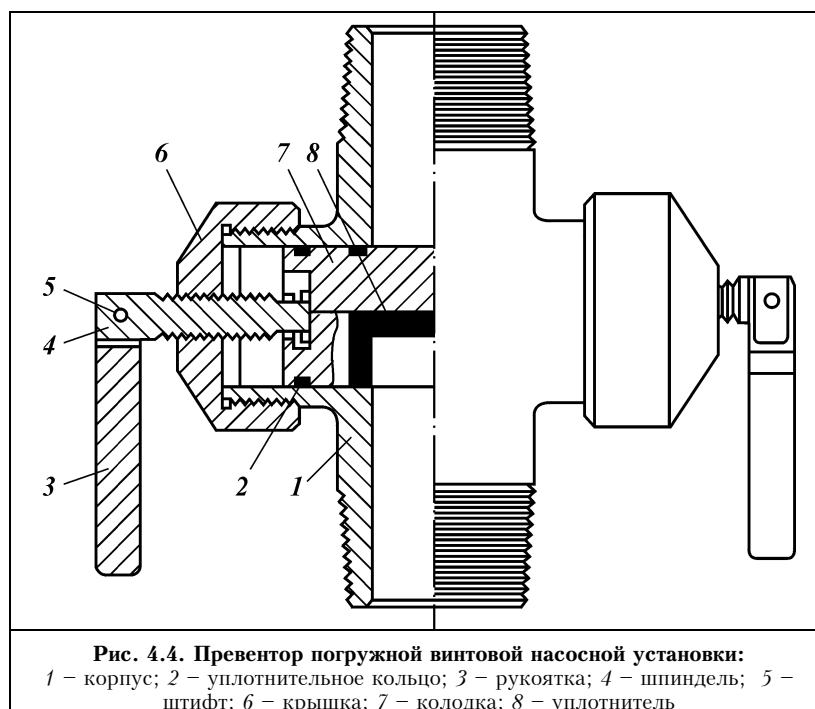
Характеристика насосных штанг

Вид штанг	Длина			Диаметр									
	дюймы	м	ft	дюймы					мм				
Нормальные	296	7,518	25	5/8	3/4	7/8	1,0	1 1/8	15,9	19,1	22,2	25,4	28,6
	356	9,042	30	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Отклонение	±2	±0,05	±0,2										
Укороченные	20	0,508	2	5/8	3/4	7/8	1,0	1 1/8	15,9	19,1	22,2	25,4	28,6
	44	1,118	4	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	68	1,727	6	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	92	2,337	8	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	116	2,946	10	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Отклонение	±2	±0,05	±0,2										

Таблица 4.5

Рекомендации по установке центраторов в НКТ

Отклонение ствола скважины от вертикали, градусы	Количество центраторов
0 – 5	Один центратор через четыре штанги
5 – 15	Один центратор через три штанги
15 – 25	Один центратор через две штанги
> 25	Один центратор на каждой штанге



Превентор (рис. 4.4) является противовыбросовым устройством, перекрывающим колонну НКТ при фонтанных проявлениях. Он приводится в действие вручную.

Второй сальник 11 (см. рис. 4.1) встраивается между устьевой арматурой 17 и приводом 13 и обеспечивает техническое обслуживание основного сальника приводной головки без отключения насоса. Такая необходимость возникает при низких температурах, вызывающих при остановках скважины замерзание добываемой жидкости в области устья. Конструктивно он выполнен в виде корпуса и набора уплотнительных колец, на которые воздействует грундбукса.

Приводом скважинного винтового насоса является взрывозащищенный электродвигатель 14 (рис. 4.5), монтируемый на раме и передающий крутящий момент через систему шкивов 11, 13 и клиноременную передачу 12 на приемную головку колонны штанг.

Некоторые конструкции привода УВН снабжаются редуктором, коробкой скоростей или вариатором, с помощью которых можно изменять частоту вращения колонны штанг.

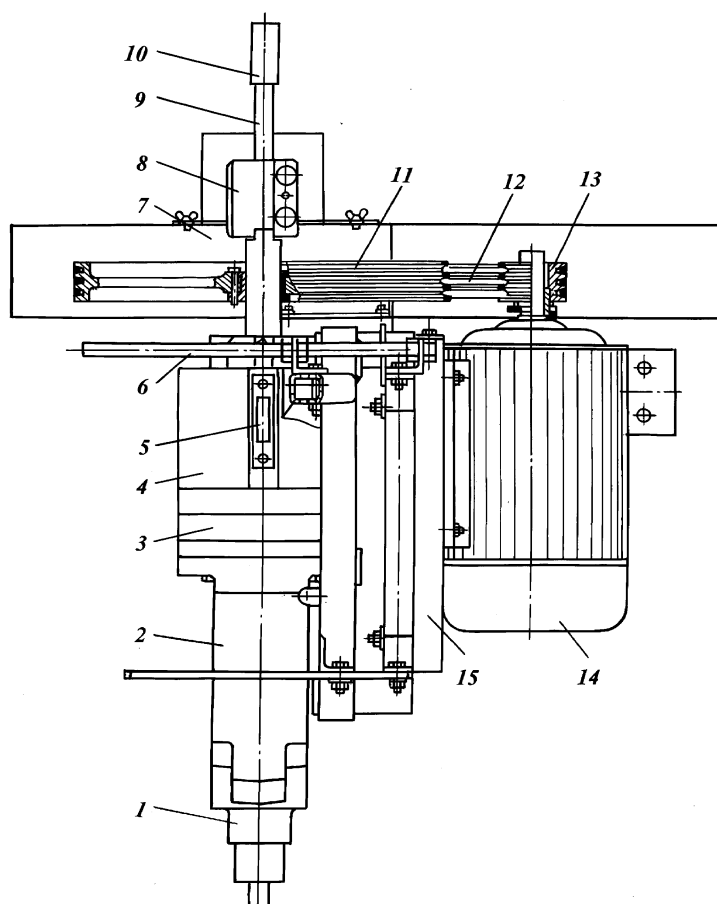


Рис. 4.5. Приводная головка погружного винтового насоса фирмы "Scheller-Blekman":

1 – сальник основной; 2, 15 – рама; 3 – тормоз; 4 – подшипник; 5 – смотровое стекло; 6 – зажим; 7 – защитный кожух; 8 – зажим полированного штока; 9 – полированный шток; 10 – муфта; 11 – ведомый шкив; 12 – клиноременная передача; 13 – ведущий шкив; 14 – электродвигатель

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ СКВАЖИННЫХ ВИНТОВЫХ НАСОСОВ В ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"

В ОАО "Оренбургнефть" внедрение винтовых насосов фирмы "Scheller-Blekman" началось с 1996 г. В табл. 4.6 приведена техническая характеристика УВН со штанговой колонной, применяемых на Тананыкском месторождении.

Таблица 4.6

Техническая характеристика УВН фирмы " Scheller-Blekman"

Модель	Напор, м	Подача (в м ³ /сут) при числе оборота ротора, мин ⁻¹	
		100	350
SB125-028	1250	28	98
SB130-006	1300	6	41

Регламентированные условия применения данных конструкций УВН следующие:

Рекомендуемая глубина подвески насоса.....	2400
Развиваемое давление, МПа	12
Максимальное отклонение скважины от вертикали, градус	40
Производительность насоса, м ³ /сут	0,3–640
Допустимая температура в зоне подвески насоса, °С	135
Плотность нефти в нормальных условиях, кг/м ³	820–1040
Динамическая вязкость нефти на приеме насоса, мПа·с	1,0–1000
Максимальное содержание свободного газа на приеме насоса, %	40
Максимально возможная высота подъема жидкости, м	2440
Содержание механических примесей в откачиваемой жидкости, % (по массе), не более	10
Содержание сероводорода, % (по массе), не более	5
Содержание углекислого газа, мг/л, не более	1000

Монтаж УВН начинают со спуска колонны насосно-компрессорных труб: к самой нижней трубе крепят статор насоса, а трубы оборудуют центраторами в соответствии с данными (см. табл. 4.5). Затем на штангах спускают ротор. Длину труб и штанг перед спуском тщательно измеряют, а их свинчивание производят с максимально допускаемым силовым моментом на ключе.

Длину штанговой колонны регулируют с помощью коротких штанг. Необходимое усилие затяжки штанг определяют по формуле

$$G = \frac{0,275 \mu L_{\text{шт}} n d^3 10^6 (\mu_{\text{н\ddot{a}}} - \mu_{\text{н\ddot{д}}})}{(d - d_{\text{шт}}) L_{\text{шт}} n (\mu_{\text{н\ddot{а}}} - \mu_{\text{н\ddot{д}}})}, \quad (4.5)$$

где G – момент силы, Н·м; $L_{\text{шт}}$ – длина колонны штанг, м; n – частота вращения, с⁻¹; $d_{\text{шт}}$, d – диаметр соответственно колонны

штанг и НКТ, м; $\mu_{\text{пов}}$, $\mu_{\text{пр}}$ – динамическая вязкость соответственно на поверхности и приеме насоса, Па·с.

Давление, развиваемое насосом,

$$p_{\text{н}} = (p_{\text{ст}} - p_{\text{п}}) + p_2 + p_{\text{тр}}, \quad (4.6)$$

где $p_{\text{ст}}$ – давление гидростатического столба жидкости в НКТ, МПа; $p_{\text{п}}$ – давление на приеме насоса, МПа; p_2 – буферное давление, МПа; $p_{\text{тр}}$ – потери давления на трение, МПа.

Выбор эластомера для статора производится исходя из значения температуры, при которой предполагается его работа в скважине. При этом следует знать, что в насосах применяются эластомеры трех типов, работающие при различных температурах: тип 1 – при 90 °С; тип 2 – при 105 °С; тип 3 – при 135 °С.

При выборе ротора необходимо учитывать характеристику среды, в которой будет работать насос: при рН = 6÷8 применяют стандартный хромированный ротор, для других значений рН рекомендуют роторы из нержавеющей стали.

Основные данные о работе винтовых штанговых насосов приведены в табл. 4.7 и в целом характеризуют работу системы скважина – насос как удовлетворительную. Средний межремонтный период по трем скважинам составил 248 сут, т.е. соизмеримый со средним МРП по штанговым насосам; в целом по ОАО "Оренбургнефть" за 1997 г. – 277 сут; средний коэффициент подачи насосов составил 0,81, что можно назвать достаточно высоким результатом.

Подбор УВН для скв. 284 не соответствует ее добычным возможностям: в нее мог быть опущен насос другого типоразмера, например SB120-040 с частотой вращения 100 мин⁻¹. Ввиду отсутствия подобных насосов был использован имеющийся в наличии.

В скв. 285 произошел обрыв НКТ и падение установки после 124 сут работы.

Учитывая крайне тяжелые условия эксплуатации скважин на Тананьском месторождении, применение винтовых штанговых насосов для добычи вязких нефтей следует считать целесообразным.

Опыт применения, точнее, промышленного испытания отечественных штанговых винтовых насосов связан с разработками УГНТУ. В 1997 г. Кунгурский машиностроительный завод и ЗАО "Экол" по чертежам УГНТУ изготовили опытный экземпляр скважинного насоса типа НВ-108.10.2 со следующей технической характеристикой:

Длина статора, мм	3550
Длина ротора, мм	3380
Диаметр корпуса, мм	89
Диаметр ротора, мм	50
Частота вращения ротора, мин ⁻¹	75–225
Подача насоса, м ³ /сут	8–23
Максимальное давление, МПа	14,0

Таблица 4.7

Показатели работы УВН фирмы " Scheller-Blekman" в некоторых скважинах Тананыкского месторождения

Показатель	Номер скважины			
	274	296	284	285
Характеристика насоса:				
модель	SB130-006	SB130-006	SB125-028	SB125-028
тип	A	A	A	A
частота вращения, мин ⁻¹	132	132	132	132
теоретическая	7,92	7,92	36,96	36,96
производительность,				
м ³ /сут				
Характеристика скважины:				
средний дебит жидкости,	6,76	6,80	52,08	25,2
м ³ /сут				
средний дебит нефти,	3,85	5,83	1,27	4,46
т/сут	0,85	0,89	1,41	0,68
коэффициент подачи				
Межремонтный период, сут	261	257	227	124
Причина отказа насоса	Уменьшение подачи			"Полет" установки

В качестве поверхностного привода установки использовался агрегат УНВП-600/20, разработанный в УГНТУ, со следующими данными:

двухступенчатый цилиндрический редуктор с $U_{ред} = 22$;
одноступенчатый цилиндрический редуктор с $U_{ред} = 2,25$;
электродвигатель серии 4A112M4 с частотой вращения 1445 мин⁻¹.

Объектом испытания явилась скв. 1558 Тананыкского месторождения НГДУ "Бузулукнефть", имеющая следующую геолого-техническую характеристику:

Продуктивный пласт	Б ₂
Тип коллектора	Песчаник
Вязкость нефти, мПа·с:	
в пластовых условиях	31,3
в поверхностных условиях	270
Плотность нефти, кг/м ³	899
Содержание в нефти, % (по массе):	
парафина	6,4

серы	3,1
смола	13,0
сероводорода	0,56
Газовый фактор, м ³ /т	23,7
Обводненность добываемой продукции, %	56
Дебит жидкости, м ³ /сут	50,0
Статический уровень жидкости, м	185
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	146
Глубина скважины, м	2916
Зенитный угол до глубины 2200 м	3°45'
Интервал перфорации, м	2807–2809; 2812–2816
Искусственный забой, м	2890

В скважину ранее был спущен штанговый насос НСН-43 на глубину 1200 м, однако подачи нефти добиться не удалось.

Методикой испытания винтового насоса предусматривались:

предварительная промывка скважины и три цикла свабирования, в результате чего был получен приток жидкости 50 м³/сут;

спуск статора на глубину 1150 м на НКТ диаметром 73 мм;

контроль за работой скважины и насоса путем замера следующих параметров: давления на устье с помощью манометра; дебита жидкости замерными установками и объемным методом; динамического уровня жидкости в скважине с помощью комплекса "Квантод".

В результате испытаний было установлено:

рабочие параметры насоса соответствуют стендовым;

для окончательного вывода о работоспособности насоса испытания должны быть продолжены при тщательном контроле за работой установки со стороны изготовителя;

для повышения ресурса насоса необходимо допускаемую температуру резиновой обкладки повысить от 108 до 150 °С, а натяг увеличить на 0,25 мм на сторону.

4.2. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОДИАФРАГМЕННЫХ НАСОСОВ

Одной из характерных особенностей разработки нефтяных месторождений является существенное увеличение числа малодобитных скважин. Наиболее распространенными при эксплуатации таких скважин являются установки скважинных штанговых насосов. Однако при увеличении интенсивности искривления ствола скважины и обводненности продукции, а также при наличии в откачиваемой жидкости твердых механических примесей имеет место резкое уменьшение МРП

скважин, оборудованных ШСНУ, что обусловлено заклиниванием или повышением износа плунжера насоса, обрывом и истиранием насосных труб и штанг [42]. Для таких условий эксплуатации были разработаны установки электродиафрагменных насосов, которые относятся к бесштанговым насосам, что определяет их эксплуатационные качества.

Отличительными конструктивными особенностями диафрагменного насоса являются изоляция его исполнительных органов от перекачиваемой среды эластичной диафрагмой и работа этих органов в герметичной полости, заполненной чистой жидкостью.

По принципу действия диафрагменный насос сравним с поршневым насосом – рабочий процесс осуществляется путем всасывания и нагнетания перекачиваемой жидкости.

Погружные диафрагменные насосы различных типов классифицируют по ряду признаков:

- по способу приведения диафрагмы в возвратно-поступательное движение: механический привод, гидравлический привод;

- по конструкции диафрагмы: плоская, цилиндрическая, сиффон;

- по виду энергии, подводимой к насосу с поверхности: электрическая, гидравлическая.

Первые экземпляры диафрагменных насосов для добычи нефти были испытаны в 60-х годах. Эксплуатационников привлекли следующие конструктивные достоинства УЭДН, выгодно отличающие их от применяемых повсеместно штанговых насосов:

- отсутствие крупногабаритного и металлоемкого наземного оборудования;

- небольшая установочная мощность электропривода;

- простота монтажа и эксплуатации;

- удовлетворительная эксплуатация скважин, дающих вязкие эмульсии, жидкости, содержащие механические примеси и свободный газ;

- возможность применения в скважинах с низкими дебитами;

- возможность эксплуатации месторождений с небольшими устьевыми площадками (море, болота и др.).

КОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРОДИАФРАГМЕННЫХ НАСОСОВ

Схема УЭДН (рис. 4.6) похожа на монтажную схему установок погружных электронасосов.

Погружной электродиафрагменный насос 1 опускают в скважину на НКТ (ГОСТ 638–80) с условным диаметром 42; 48 и 60 мм. Для увеличения рабочего объема кольцевой шламовой камеры у шламовых труб 3 и 4 первая труба над электронасосом должна иметь диаметр 60 мм. Между первой и второй трубами устанавливается сливной клапан 5. Кабельная линия 6, по которой подводится электроэнергия к насосу 1, по мере спуска крепится к трубам поясами 2, а на поверхности – соединяется с комплектным устройством 11 или разъединительной коробкой системы электрооборудования, обеспечивающей предупреждение попадания попутного нефтяного газа по кабелю в комплектное устройство. На поверхности располагается устьевое оборудование 7, конструкция которого выбирается потребителем установки в зависимости от условий эксплуатации. Устьевое оборудование специальным отводом соединяется с наземным трубопроводом. Электроконтактный манометр 9 соединяется с трубкой 8 манометра с отводом, а сигнальным проводом 10 – с комплектным устройством 11. Для предупреждения обратного движения откачиваемой жидкости из наземного трубопровода в НКТ отвод должен быть снабжен обратным клапаном.

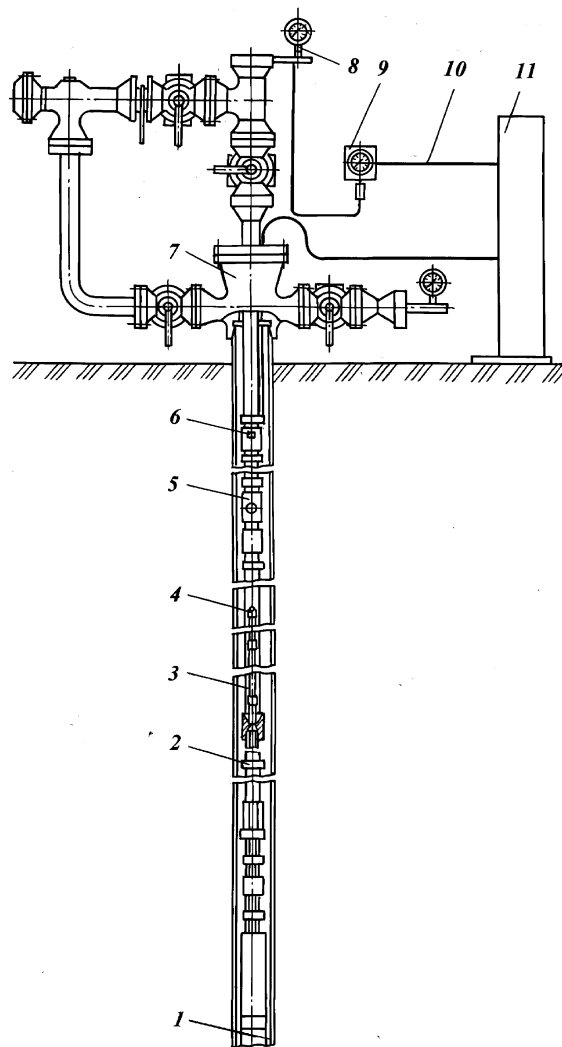


Рис. 4.6. Установка электродиафрагменного насоса типа УЭДН5

Электронасосы и установки различных типоразмеров были полностью унифицированы. При этом электронасосы отличаются рабочим диаметром сменной плунжерной пары, входящей в состав плунжерного насоса, а установки – сечением и длиной круглого кабеля, входящего в состав кабельной линии.

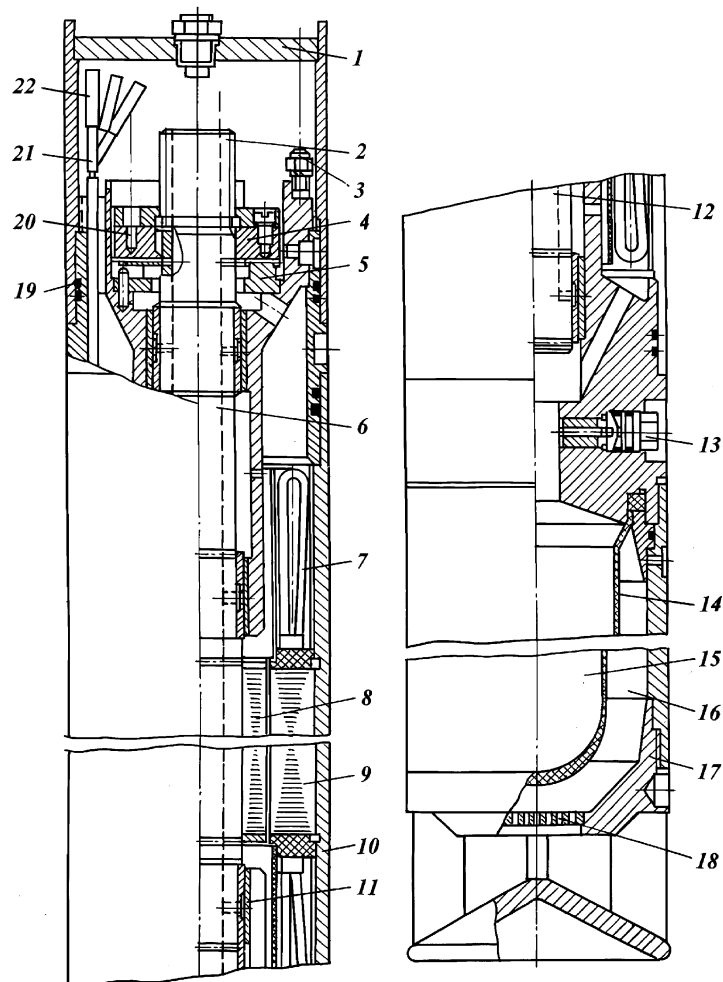


Рис. 4.7. Погружной электродвигатель для диафрагменного насоса ПЭД2,5-117/4В5:

1 – крышка; 2 – шлицевый конец вала; 3 – шпилька; 4 – пята; 5 – подпятник;
6 – вал; 7 – обмотка статора; 8 – ротор; 9 – статор; 10 – корпус; 11 –
подшипник скольжения; 12 – канал; 13 – пробка; 14 – диафрагма; 15 –
внутренняя камера; 16 – внешняя камера; 17 – дно; 18 – отверстия; 19 –
уплотнения; 20 – болты; 21 – выводные провода; 22 – втулки

Принципиально отличающимися от УЭЦН являются электродвигатель и насос, поэтому будет рассмотрена только их конструкция.

Для привода ЭДН применен погружной асинхронный четырехполосный электродвигатель, выполненный в виде отдельного блока (рис. 4.7). В цилиндрическом стальном корпусе размещен статор 9, обмоткой которого служит эмалированный теплостойкий провод марки ПЭТ. Выводные провода 21 обмотки статора снабжены втулками 22 для соединения со штекерами токовводов.

Вал 6 шихтованного короткозамкнутого ротора 8 вращается в четырех металлофторопластовых радиальных подшипниках скольжения 11.

Осевые нагрузки воспринимаются упорным подшипником скольжения, состоящим из стальной пяты 4 и бронзового подпятника 5.

В нижней части электродвигателя установлена резиновая диафрагма 14, внешняя камера которой через отверстие 18 в дне 17 сообщается со скважинной средой. Внутренняя камера 15 через канал 12, выполненный по всей длине вала, сообщается с полостью насоса. С помощью диафрагмы происходит выравнивание давления внутри и вне насоса, а также компенсируется изменение объема масла.

Электродвигатели ПЭД2,5-117/4В5 имеют следующую техническую характеристику:

Мощность, кВт	2,5
Напряжение, В	350
Сила тока, А	7,9
Частота переменного тока, Гц	50
Частота вращения вала, мин ⁻¹	1500
Скольжение, %	7
КПД, %	75
Коэффициент мощности	0,7
Температура окружающей среды, °С, не более	90
Габаритные размеры, мм:	
наружный диаметр	117
длина	1370
Масса, кг	80 ± 10

Погружной электродиафрагменный насос (рис. 4.8) снабжается эластичной диафрагмой, совершающей колебательные движения и создающей за счет этого эффект

всасывания и нагнетания. Отличительной конструктивной особенностью ЭДН является изоляция его исполнительных органов от перекачиваемой среды. Это должно обеспечить более длительную работу узлов и деталей насоса в скважине.

Диафрагма 19 взаимодействует с плунжером 5, перемещающимся возвратно-поступательно под действием эксцентрикового привода 4. Последний включает в себя эксцентрик, вращающийся в подшипниках, и редуктор 21, ведущая шестерня которого посажена на вал электродвигателя 2.

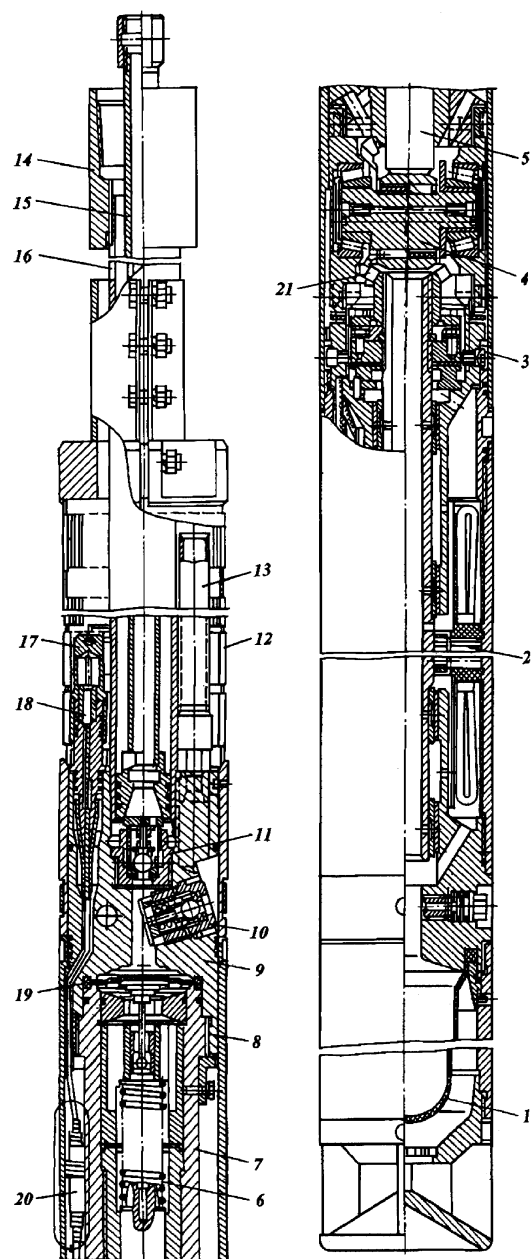


**Рис. 4.8. Погружной
электродиафрагменный**

насос типа ЭДН5:

1 — компенсатор
электродвигателя; 2 —
электродвигатель; 3 —
стакан; 4 —
эксцентриковый привод;
5 — плунжерный насос;
6 — пружина; 7 —
корпус; 8 — резьба; 9 —
головка; 10 — всасываю-
щий клапан; 11 —
нагнетательный клапан;
12 — сетка; 13 —
газосепаратор; 14 —
муфта; 15 — трубка; 16
— патрубок; 17 —
крышка; 18 — токоввод;
19 — диафрагма; 20 —
штекерный разъем; 21 —
конический редуктор

Таблица 4.8

Техническая характеристика УЭДН

Типоразмер	Показатель			
	Подача, м ³ /сут	Давление, МПа	Мощность, кВт	КПД, %
УЭДН5-4-1700	4,0	17	2,20	35
УЭДН5-4-2000	4,0	20	2,55	36
УЭДН5-6,3-1300	6,3	13	2,45	38
УЭДН5-6,3-1500	6,3	15	3,15	38
УЭДН5-8-1100	8,0	11	2,65	38
УЭДН5-8-1300	8,0	13	3,25	39
УЭДН5-10-1000	10,0	10	2,85	40
УЭДН5-10-1200	10,0	12	3,35	40
УЭДН5-12,5-800	12,5	8	2,85	40
УЭДН5-16-650	16,0	6,5	2,85	40
УЭДН5-20-600	20,0	6	3,50	40

Примечание. Диаметр и длина электронасоса для всех установок составляют соответственно 117 и 2700 мм, масса – 115 кг.

Движение диафрагмы вниз вызывает срабатывание всасывающего клапана *10*, через который скважинная жидкость поступает в диафрагменную полость. Движение вверх приводит к выталкиванию жидкости через нагнетательный клапан *11* в насосно-компрессорные трубы.

Трубка *15* служит для защиты нагнетательного клапана от осаждающихся из добываемой жидкости механических примесей при остановках насоса. Муфта *14* и патрубок *16* обеспечивают присоединение электронасоса к НКТ.

Наиболее нагруженными элементами агрегата являются редуктор, диафрагма и клапаны.

В ОКБ БН были разработаны УЭДН, характеристика которых приведена в табл. 4.8.

ИСПЫТАНИЕ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОДИАФРАГМЕННЫХ НАСОСОВ

Расчеты, проводимые при подборе УЭДН к скважинам, включают в себя определение следующих параметров.

1. Подача, м³/сут,

$$Q = 1,36 \cdot 10^{-4} \cdot \alpha e f (1 - s) (Pu)^{-1} d^2, \quad (4.7)$$

где α – коэффициент подачи; e – эксцентриситет привода, мм; f – частота тока, Гц; s – коэффициент скольжения привода; P –

число пар полюсов электродвигателя; u – передаточное число конической передачи; d – диаметр плунжера, мм.

При известных значениях некоторых параметров: $e = 8$ мм; $u = 1,8$; $P = 2$, формула (4.7) может быть упрощена и представлена в виде

$$Q = 3,02 \cdot 10^{-4} \alpha f (1 - s) d^2. \quad (4.8)$$

2. Полезная мощность насоса

$$N = pQ, \quad (4.9)$$

где N – мощность насоса, кВт; p – давление, Па; Q – подача, м³/с.

3. Мощность электродвигателя

$$N_{\dot{\gamma}} = \delta Q / \eta, \quad (4.10)$$

где η – КПД насоса.

УЭДН к скважинам подбирают по их условной характеристике, определяющей зависимость между суточным дебитом и давлением, расходуемым на подъем жидкости из скважины с определенным противодавлением.

Оптимальный режим работы УЭДН и увязка ее с работой пласта производятся по общепринятым положениям: подача насоса должна быть равна дебиту скважины.

4. Глубина подвески насоса L_n определяется из глубины расчетного динамического уровня L_d при отборе заданного объема жидкости из пласта и значения погружения h_n , создающего необходимое давление на приеме, т.е.

$$L_n = L_d + h_n + p_y / \rho g + h_{тр} - H_r, \quad (4.11)$$

где p_y – устьевое давление, Па; $h_{тр}$ – потери на трение, м; H_r – высота подъема жидкости за счет работы газа, м.

Первые опытные экземпляры насосов показали, что наиболее уязвимыми узлами являются редуктор и клапаны.

Наличие песка в продукции экспериментальных скважин приводило к образованию песчаных пробок и абразивному износу узлов.

Однако и результаты последующих испытаний не привели к созданию надежной конструкции. Это видно по данным эксплуатации 15 скважин УЭДН в ОАО "Оренбургнефть", приведенных в табл. 4.9.

Основной показатель работы оборудования в скважине – межремонтный период составляет 206 сут, что на 71 сут ниже,

чем у скважин, эксплуатируемых ШСНУ, и на 141 сут меньше, чем у скважин с УЭЦН.

Наиболее слабым узлом современных УЭДН является электродвигатель: 67 % подъемов насосов произошло из-за отказа привода. При этом основной причиной отказа является пробой обмотки статора ПЭД из-за слабой межвитковой изоляции провода. На сопротивление изоляции влияет попадающий в двигатель газ, диффундирующий через диафрагму.

Таблица 4.9

Показатели работы диафрагменных насосов в ОАО "Оренбургнефть"

Номер скважины	Тип УЭДН, завод-изготовитель	Отработанное время, сут	$\frac{Q_{ж.}}{L_{д.}}$ м ³ /сут м	Глубина подвески, м	Причина выхода из строя
<i>НГДУ "Бузулукнефть"</i>					
1716	5-8-1100, Тамбов	335	$\frac{6}{120}$	1300	Электропробой обмотки статора
233	5-8-110, Тамбов	112	$\frac{10}{70}$	1300	То же
234	5-8-110, Тамбов	125	$\frac{10}{570}$	1500	Заклинивание редуктора
235	5-6,3-1300, Тамбов	335	$\frac{8}{530}$	1500	Электропробой обмотки статора
1216	5-6,3-1300, Тула	64	$\frac{10}{900}$	1600	То же
1217	5-12,5-800, Тула	17	$\frac{10}{900}$	1600	"
3517	5-12,5-800, Тула	8	$\frac{8}{580}$	1900	Засорение насоса механическими примесями
3518	5-12,5-800, Тула	9	$\frac{8}{580}$	1900	Электропробой обмотки статора
1202	5-8-1100, Тула	240	$\frac{9}{840}$	1300	То же
1249	5-6,3-1300, Тула	182	$\frac{8}{420}$	1550	"
83	5-8-1300, ИЭМЗ	213	$\frac{3}{1400}$	1900	Снижение подачи за счет низкого H_d
85	5-6,3-1500, ИЭМЗ	106	$\frac{3}{1200}$	1900	Засорение насоса механическими примесями
1566	5-6,3-1300, ИЭМЗ	106	–	1800	Отсутствие сливного клапана
<i>НГДУ "Сорочинскиефть"</i>					
1478	5-8-1100, Тамбов	32	$\frac{6}{790}$	1500	Электропробой обмотки статора
Среднее значение	–	127	6,5	1475	–

Недостаточно надежным является клапанный узел насоса, изнашивающийся при воздействии на него механических примесей.

Таблица 4.10

Показатели эксплуатации скважин УЭДН в различных регионах страны [42]

Производственное объединение	Число скважин, оборудованных УЭДН	Межремонтный период эксплуатации скважин, сут
"Татнефть"	260	280–320
"Башнефть"	100	280–320
"Куйбышевнефть"	50	280–320
"Удмуртнефть"	30	300–350

Анализ работы скважин, оборудованных УЭДН, в других регионах показал, что и там их показатели отстают от аналогичных для ШСНУ и УЭЦН (табл. 4.10).

Хотя в силу более благоприятных скважинных условий этот показатель выше, чем в ОАО "Оренбургнефть", межремонтный период их вдвое-втрое ниже, чем, например, у погружных центробежных насосов.

В настоящее время большинство скважин из ранее эксплуатировавшихся УЭДН не работают: они были переведены на другие способы эксплуатации. Тем не менее технические характеристики УЭДН и их эксплуатационные возможности, заложенные в конструкции, должны быть реализованы путем дальнейшего совершенствования и повышения надежности отдельных узлов.

В 1991–1992 гг. ОКБ БН разработало модернизированную конструкцию установок с увеличенными параметрами (табл. 4.11).

Модернизированные установки типа УЭЦН5 с 1993 г. выпускаются ИЭМЗ по ТУ 3665-007-00220440–93. По этим ТУ при максимальной массовой концентрации твердых частиц в перекачиваемой среде 0,05 % (0,5 г/л) средняя наработка на отказ составляет не менее 8000 ч (335 сут) [42].

Опыт применения установок погружных электродиафрагменных насосов типа УЭДН5 на промыслах России показывает, что их основными технико-экономическими преимуществами являются:

высокий КПД электронасоса – от 34 до 40 % в зависимости от типоразмера;

незначительный износ его основных узлов, герметично изолированных от перекачиваемой среды и работающих в чистом масле;

простота монтажа на устье скважины, куда электронасос поступает моноблоком;

отсутствие громоздкого наземного привода и фундаментов для его размещения;

Таблица 4.11

Основные характеристики установок УЭДН5, выпускаемых ИЭМЗ

Типоразмер установки	Подача, м ³ /сут	Давление, МПа	Мощность электронасоса (потребляемая), кВт
УЭДН5-4-2000	4,0	20	≤ 2,55
УЭДН5-6,3-1500	6,3	15	≤ 3,15
УЭДН5-8-1300	8,0	13	≤ 3,25
УЭДН5-10-1200	10,0	12	≤ 3,35
УЭДН5-12,5-900	12,5	9	≤ 3,40
УЭДН5-16-750	16,0	7,5	≤ 3,40
УЭДН5-20-600	20,0	6	≤ 3,50

сокращение в 2–3 раза общей металлоемкости и установочной мощности при обустройстве скважин;

возможность применения НКТ малого диаметра;

сокращение эксплуатационных расходов на обслуживание в связи с отсутствием привода;

эффективность применения в скважинах с очень низкими дебитами, так как обеспечивается непрерывная работа взамен периодической эксплуатации, отрицательно влияющей на нефтеотдачу пласта;

эффективность использования в скважинах с кривыми или наклонно направленными стволами.

4.3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ

Применение установок струйных насосов впервые было начато на нефтяных месторождениях США в 40-х годах. К 1975 г. в скважинах уже работало около 200 струйных насосов с глубиной спуска в диапазоне от 580 до 2900 м и добычей жидкости от 33 до 160 м³/сут. В настоящее время фирмы США применяют струйные насосы при опробовании пластов и освоении скважин (фирма "Trico Industries"), при добыче нефти с высоким газовым фактором и механическими примесями (фирма "Dresser Industries"), при эксплуатации горизонтальных скважин и добыче тяжелых нефтей на морских месторождениях (фирмы "Jet Production Systems", "КОБЕ", "National Oil Well", "Guiberson") и для очистки скважин от песчаных пробок (фирма "Nowasco").

Установки струйных насосов также хорошо зарекомендовали себя при эксплуатации отдаленных месторождений, где отсутствуют дороги, линии энергопередач и возможности осуществления бескомпрессорного газлифта. В этом случае приводом силовых наземных насосов служат газовые двигатели, работающие на попутном газе, поступающем из эксплуатируемых скважин.

Наземное оборудование импортных струйных установок выпускается как для одной скважины (индивидуальный привод), так и для группы (куста) скважин (групповой привод) и содержит, как правило, блок силовых насосов, емкость для рабочей жидкости и гидроциклонный аппарат для очистки рабочей жидкости от механических примесей. Сепарация газа из добываемой жидкости происходит либо в специальной емкости (установка "Econodraulic" фирмы "Dresser Industries"), либо в емкости, совмещающей функции газосепаратора и хранилища рабочей жидкости (установка "Tricodraulic"). В последнем случае в компоновку наземного оборудования входит поднапорный насос, который производит рециркуляцию очищенной рабочей жидкости через гидроциклон.

Погружное оборудование содержит стационарный или вставной струйный насос, однорядную колонну труб с пакером или двухрядный лифт (с параллельной или концентричной подвеской труб).

Применение струйных насосов в нефтяной промышленности б. СССР началось в 1958 г. в Азербайджане. В основном эти насосы использовались для промывки скважин от песчаных пробок. В 1968 г. в б. МИНХ и ГП им. И.М. Губкина была разработана установка УЭЦН – УСН, предназначенная для повышения эффективности и оптимизации подъема жидкости за счет максимального использования энергии газа. В институте были разработаны установки для форсированного отбора жидкости, а также струйные насосные установки с наземным приводом для подъема жидкости из скважин в осложненных условиях эксплуатации (низкие динамические уровни, высокий газовый фактор, наличие механических примесей в добываемой жидкости, гидратообразование). Первые образцы таких насосов были установлены в скважинах в 1969 г. на промыслах Западной Сибири в НГДУ "Шаимнефть".

В настоящее время разработкой, испытанием и промышленным внедрением насоса данного типа занимаются отечественные фирмы (ОКБ БН, "НАМ и К⁰", "СОНТЕКС" и др.). В качестве примера ниже приведены технические характеристики отечественных УСН и условия их эксплуатации.

Установка струйных насосов ЗАО "НАМ и К⁰"

Производительность, м ³ /сут	До 300
Давление рабочей жидкости, МПа	До 20
Давление на выкиде из насоса, МПа	10–26
Коэффициент подмешивания	0,2–1,2
Рабочая жидкость	Нефть, вода, водонефтяная смесь
Максимальная температура, °С	140
Диаметр НКТ, мм	73
Диаметр скважины, мм	146, 168
Диаметр насоса, мм	107
Масса без пакера, кг	50
Длина с пакером, мм	3900
Срок службы, лет, не менее	8
Средняя продолжительность смены струйного аппарата, ч, не более	3
Внутренний диаметр, мм:	
сменной насадки	2–6
сменной камеры смешения	3–8

Установка струйных насосов ОКБ БН

Диаметр насоса, мм	90
Глубина спуска, м	До 1000
Расход рабочей жидкости, л/с	1,6–1,85
Давление рабочей жидкости, МПа	8–17
Рабочая жидкость	Нефть, вода
Давление рабочей жидкости у сопла, МПа	4–9
Оптимальное значение подпора инжектируемой жидкости от давления рабочей жидкости у сопла, %	7,5
Коэффициент инъекции	0,56–0,64
Отношение давлений (струйного и поверхностного насосов)	0,498
КПД, %	30,8–31,8

Установки струйных насосов обладают рядом существенных преимуществ по сравнению с другими способами эксплуатации:

- простота и компактность скважинного оборудования;
- отсутствие движущихся частей, кабеля и насосных штанг;
- высокая надежность скважинного оборудования, большой межремонтный период работы;
- простота регулирования отбора продукции скважины;
- замена насоса без подземного ремонта;

подача в скважину необходимых реагентов и тепловой энергии с рабочей жидкостью;
доступ на забой без подъема скважинного оборудования;
создание требуемых депрессий на пласт;
проведение гидродинамических исследований в скважине и оптимизация отбора жидкости;
добыча нефти из малодебитных скважин – менее 10 м³/сут. (Сравнительные данные граничных условий применения различных способов эксплуатации и преимущества УСН приведены в табл. 4.12.);
минимальные затраты на подъем жидкости при дебитах до 150 м³/сут;
эксплуатация скважин в осложненных условиях (высокая температура, высокий газовый фактор, высокое давление насыщения нефти газом, большая вязкость откачиваемой продукции, большая глубина, соле- и парафиноотложения, высокое содержание песка, низкая проницаемость коллектора, нестабильный приток жидкости из пласта, большая кривизна скважины вплоть до горизонтали).

Таблица 4.12

**Сравнительные данные граничных условий применения различных способов
эксплуатации скважин
с дебитами менее 10 м³/сут**

Способ эксплуатации, насос	Граничные условия – максимальные				Потребляемая мощность, кВт	Наработка на отказ, сут	Примечание
	производительность, м ³ /сут	глубина спуска, м	содержание мехпримесей, г/л	газосодержание, %			
УЭЦН5-20-1700	10	1800	0,10	25	16	150	В случае газосодержания возможно применение скважины с высоким газосодержанием. Низкая наработка. Большое количество ремонтов.
НСВ-2Б-32	4	1500	0,13	10	32	120	
УЭДН5-4-17	4	1600	2,0	25	2,5	180	
УСН	От 1 до 400	5000	10,0	80	10–20	1900	Не предусмотрена промывка НКТ от АСПО. Повышение притока скважины не во всех случаях возможно. Применение высоконапорного насоса из-за большого диаметра скважины. Ускоренная наработка насоса. Ускоренная наработка насоса.
УГПН	10	5000	0,1	Не допускается	8–16	1800	Отечественных

Есть и отрицательные стороны при применении струйных насосов: высокая цена оборудования (в 2,2 раза дороже, чем ШСНУ, и в 1,5, чем УЭЦН, при прочих равных условиях); необходимость привлечения для обслуживания персонала высокой квалификации.

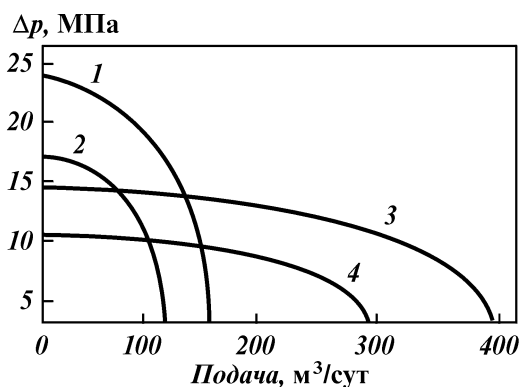
Принцип работы всех УСН заключается в следующем. Рабочая жидкость под высоким давлением подается в сопло и истекает с высокой скоростью (до 300 м/с). При этом создается область разрежения и добываемая жидкость через горловину всасывается в диффузор. Диаметр диффузора в несколько раз (4–6) больше диаметра сопла, и поэтому скорость жидкости быстро падает. Происходит обратный процесс перехода кинетической энергии жидкости в потенциальную энергию ее подъема на поверхность.

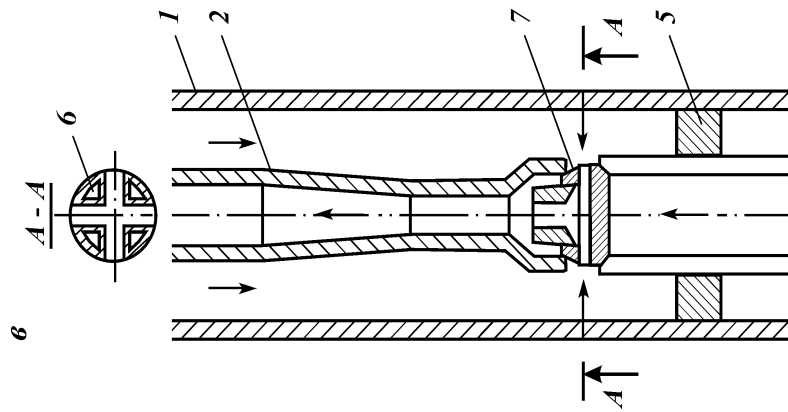
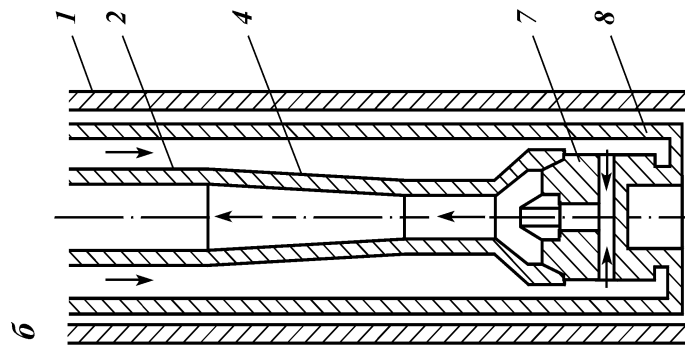
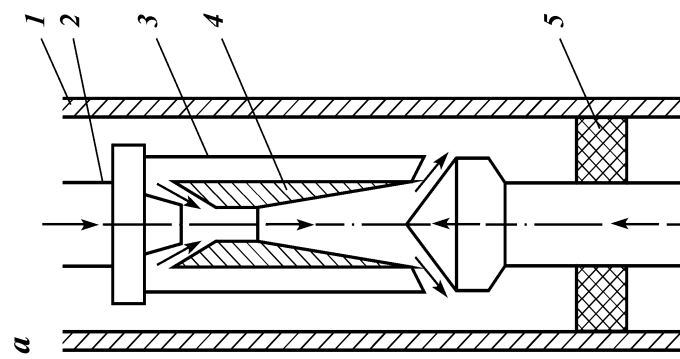
Струйный насос имеет рабочие характеристики, подобные характеристикам электропогружного насоса. На рис. 4.9 приведен пример таких характеристик, которые зависят от давления в сопле.

При заданном размере сопла различным размерам горловины соответствуют разные характеристики. Обычно характеристические кривые довольно пологие, особенно при большом диаметре горловины, что говорит о высокой зависимости между подачей струйного насоса и давлением на приеме или выкиде. Поскольку

Рис. 4.9. Рабочие характеристики струйного насоса (давление всасывания 3,4 МПа, размер сопла 0,0052 см², расход через сопло 97 м³/сут при давлении 27,6 МПа и 127 м³/сут при давлении 41,4 МПа):

1 – площадь кольцевого сечения $R=0,38$, давление нагнетания $p_n = 41,6$ МПа;
2 – $R=0,38$, $p_n=27,6$ МПа;
3 – $R = 0,18$, $p_n=41,6$ Па;
4 – $R = 0,18$, $p_n = 27,6$





давление зависит от плотности и вязкости жидкостей и от присутствия газа, расчет работы насоса сложен и требует численного решения.

Разработка конструкций струйных насосов идет по пути размещения силовых агрегатов в скважине (погружные агрегаты) и на поверхности. Применение погружных агрегатов ведет к уменьшению габаритов установки, снижению ее металлоемкости, повышению КПД. Однако помещение агрегата на устье создает лучшие условия для контроля и регулирования, а также для использования давления столба жидкости в скважине в качестве части рабочего давления. Этим и объясняется тот факт, что преимущественное распространение получили установки с наземными силовыми агрегатами.

На рис. 4.10 приведены конструкции подземной части оборудования струйных насосов. Все они имеют сходное устройство, включающее кожух струйного насоса 3, сопло 4, всасывающие окна 6, специальную муфту 7, колонну насосно-компрессорных труб 2. Различаются установки схемой подачи силовой жидкости: в схеме *а* она подается по колонне насосно-компрессорных труб и поднимается вместе с добываемой жидкостью по затрубному пространству; в схеме *б* силовая жидкость подается по эксплуатационной колонне и поднимается по колонне НКТ; в схеме *в* спущена вторая колонна НКТ, и силовая жидкость подается по кольцевому пространству, образованному двумя колоннами труб, а поднимается по центральной колонне.

Все схемы имеют определенные достоинства и недостатки: подъем жидкости по эксплуатационной колонне может привести к ее запарафинированию (при добыче высокопарафинистых нефтей), коррозионному и эрозионному ее разрушению; подача силовой жидкости по эксплуатационной колонне может вызвать разрушения последней вследствие создания критических давлений; схемы *а* и *б* предполагают применение пакера, монтаж и демонтаж которого часто бывает затруднен; применение дополнительной колонны НКТ (схема *в*) резко увеличивает

Рис. 4.10. Установки струйных насосов с использованием поверхностного силового привода при компоновке:

а – пакерной с обратным расположением струйного насоса; *б* – пакерной с прямым расположением струйного насоса; *в* – беспакерной двухтрубной с прямым расположением струйного насоса; 1 – эксплуатационная колонна; 2 – колонна НКТ; 3 – кожух струйного насоса; 4 – сопло; 5 – пакер; 6 – всасывающие окна; 7 – специальная муфта; 8 – внешняя колонна НКТ

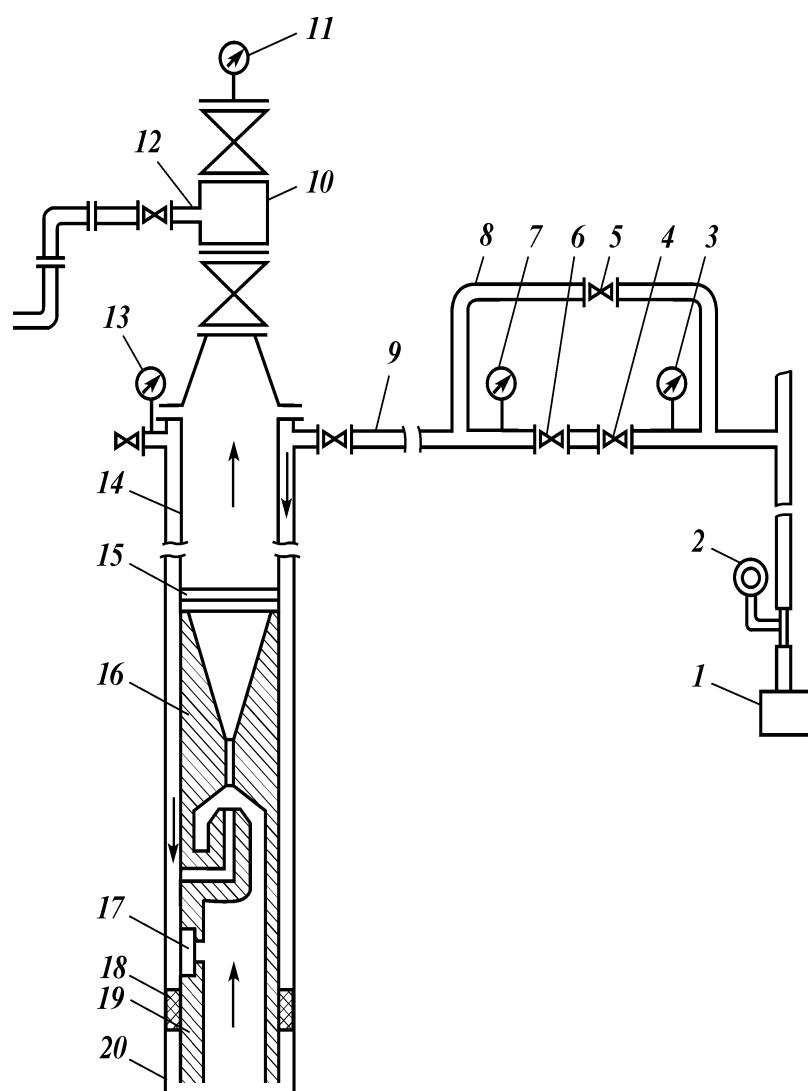


Рис. 4.11. Скважинная струйная установка

металлоемкость установки и не всегда приемлемо из-за небольших диаметров габаритов скважин.

В результате анализа всех схем наиболее целесообразна для использования в условиях ОАО "Оренбургнефть" схема *а*. Оборудование этой схемы (рис. 4.11) включает в себя устьевую обвязку 10, линию подачи рабочего агента 9, нефтесборный коллектор 12, участок регулирования давления и расхода рабочей жидкости 8, вентили 4, 5, 6, манометры 3, 7, 11, 13, расходомер 2, источник рабочей жидкости 1. Подземное оборудование состоит из колонны 14, опрессовочной шайбы 15, струйного насоса 16, клапана для глушения скважины 17, пакера 18, хвостовика 19, эксплуатационной колонны 20.

В настоящее время в ОАО "Оренбургнефть" и "Оренбурггазпром", совместно с ЗАО "НАМ и К⁰" и ОАО "СОНТЕКС" рассматривается вопрос о проведении экспериментальных и промысловых работ по испытанию струйных насосов для условий: эксплуатации нефтяных скважин с высоким газосодержанием; при освоении низкодебитных скважин после бурения; при освоении скважин после проведения капитальных ремонтов.

5

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ДЛИННОХОДОВЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК



5.1. НЕДОСТАТКИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

На современном уровне добычи нефти наибольшее распространение при механизированном способе эксплуатации скважин получили штанговые скважинные насосные установки, электропогружные центробежные насосные установки, компрессорный газлифт.

Электроцентробежные насосы используются для откачки нефти при больших дебитах скважины. Газлифтный метод применяется при наличии дешевого природного газа. Наибольшее распространение, до 70 % общего фонда скважин, получили штанговые скважинные насосные установки.

Столь широкое применение ШСНУ связано с простотой конструкции и обслуживания работы поверхностного привода – станка-качалки и сопутствующего оборудования. Для дальнейшего совершенствования этого способа добычи необходимо повысить эффективность глубинно-насосных установок за счет повышения надежности всех узлов. По данным нефтепромысловых управлений, средний межремонтный период ШСНУ составляет 150–200 сут, растет число простаивающих скважин, увеличиваются затраты на проведение подземных текущих ремонтов скважин. В зарубежной практике также наблюдаются подобные явления.

Одним из главных недостатков штанговой скважинной насосной установки является циклический характер ее работы с малым периодом цикла и большой асимметричностью нагрузок при высоком верхнем пределе. Циклическим воздействием подвергаются все элементы установки от двигателя до приемного клапана глубинного насоса. Интенсивность накопления усталостных явлений в элементах штанговой установки

составляет 7 200–21 600 циклов в сутки. Аварии на ШСНУ возникают в результате постепенного разрушения материала штанг при большом числе повторно-переменных напряжений.

Существенным недостатком является высокая стоимость подземного ремонта скважин, оборудованных ШСНУ. В результате аварий возникают простои скважин, загрязняется призабойная зона пласта, задалживаются агрегаты для глушения и ремонта. Проведение подземного ремонта требует значительных затрат ручного труда.

Указанные недостатки, усугубляющие в своей совокупности друг друга, создали в условиях большого фонда скважин такую ситуацию, при которой дальнейшее развитие нефтяной отрасли без разработки и внедрения новых технических средств стало затруднительным.

Бороться с быстрым наступлением усталостного разрушения элементов штанговой колонны и всей глубинно-насосной установки можно путем увеличения выносливости металла штанг, сокращения числа циклов работы при сохранении производительности установки, снижения напряжений в элементах установки без уменьшения полезного напора. Ускорить процесс подземного ремонта скважин и исключить ряд негативных последствий, связанных с ним, можно, если использовать непрерывно наматываемую штанговую колонну.

Анализ различных технических решений показывает, что в наибольшей мере реализация указанных решений обеспечивается длинноходовыми глубинно-насосными установками.

Применяемые в настоящее время отечественные ШСНУ имеют длину хода плунжера насоса до 4,5 м, зарубежные выпускаются с длиной хода до 7,6 м.

Практика показывает, что с увеличением длины хода плунжера насосной установки возрастает подача насоса, увеличивается коэффициент его наполнения и улучшаются энергетические характеристики установки в целом.

Анализ кинематической схемы шарнирного четырехзвенника, взятого за основу станка-качалки, свидетельствует, что при увеличении длины хода балансирного привода возрастают его габариты, масса и крутящий момент на валу редуктора. Так, например, станок-качалка фирмы "Луфкин" (США) типа APJ 3648 с длиной хода 7,6 м имеет массу 24,8 т и вращающий момент на валу редуктора 402 кН·м при грузоподъемности 248 кН.

Кинематическая схема преобразующего механизма балансирных станков-качалок практически не поддается дальнейшему совершенствованию, так как конструкции

механизма присущ органический недостаток, связанный с компоновкой элементов четырехзвенника. Поэтому конструирование балансирных глубинно-насосных установок приводит к резкому увеличению габаритов и металлоемкости станков-качалок, что недопустимо с позиций дальнейшего развития научно-технического прогресса в нефтедобывающей промышленности.

Глубинно-насосные установки с балансирным приводом имеют относительно низкий КПД из-за невысоких коэффициентов наполнения насосов. Подсчет коэффициентов подачи на многих месторождениях Урало-Поволжского нефтяного региона показывает, что их значения не превышают 0,4–0,5. Например, средний коэффициент подачи ШСНУ в АО "Татнефть" составляет не более 0,5. В результате энергозатраты при использовании балансирных глубинно-насосных установок превышают энергозатраты при других механизированных способах эксплуатации скважин.

Исследования показывают, что основные показатели работы ШСНУ (коэффициент наполнения, срок службы штанг и непосредственно насоса, межремонтный период) улучшаются при увеличении длины хода плунжера насоса. Поэтому перед разработчиками новой техники для эксплуатации скважин стоит задача по созданию насосных механизмов, способных эффективно работать как в нормальных технико-технологических условиях, так и при добыче нефти с аномальными свойствами. Таким механизмом является длинноходовая насосная установка.

5.2. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДНУ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ С АНОМАЛЬНЫМИ СВОЙСТВАМИ

К нефтям с аномальными свойствами условно отнесем высоковязкие и высокогазированные скважинные флюиды. Высоковязкая нефть представляет собой, как правило, эмульсию типа нефть – вода, обладающую высоким содержанием парафина и смол. Высокогазированная нефть отличается небольшой вязкостью, но значительное содержание газа и выделение его при ходе всасывания снижают коэффициент наполнения цилиндра насоса, а иногда приводят к полному срыву подачи. Поэтому имеются затруднения при эксплуатации скважин, продуцирующих нефть с аномальными свойствами. Наиболее простыми и перспективными, с точки зрения

эффективной откачки газированной нефти, являются длинноходовые насосные установки с гибким тяговым элементом [172]. Наглядно прослеживается необходимость использования таких установок для откачки больших объемов жидкости из глубоких скважин, особенно при добыче высокогазированной нефти.

В связи с этим представляется актуальной проводимая в ОАО "Оренбургнефть" работа над новыми способами подъема жидкости на дневную поверхность. Одним из перспективных направлений является использование длинноходовых насосных установок с ленточным механизмом, самоуплотняющимися плунжерами и рабочим цилиндром из насосно-компрессорных труб.

Принцип работы установки заключается в том, что наземный привод производит наматывание ленты на барабан и сматывание ее в скважину с заданной скоростью и интервалом перемещения плунжера. Возвратно-поступательное движение ленты с плунжером и работа клапанов обеспечивают подъем жидкости на поверхность. Движение плунжера вверх и вниз осуществляется путем реверсирования приводного двигателя. Производительность установки определяется скоростью движения плунжера, длиной его хода и уровнями жидкости в скважине в конце хода вверх или вниз, связанными с интенсивностью притока жидкости в скважину. Первый опытный образец ДНУ с ленточным механизмом подъема был изготовлен в НГДУ "Бузулукнефть" и прошел промысловые испытания на Покровском месторождении в 1978 г.

Принципиальная схема насосной установки представлена на рис. 5.1. В компоновку первой установки входит закрепленный на раме редуктор 10. На валу редуктора размещены бобина 9, на которую наматывается лента, электродвигатель 15, клиноременная передача 14, расположенная горизонтально, механизм реверсирования 11, тормоз 13, направляющий ролик 8, станция управления 16. Рама крепится на фундаменте. Центрирование ленты при спуске в скважину обеспечивается направляющим роликом, закрепленным в соответствии с положением оси скважины.

Опытная эксплуатация первой ДНУ с ленточным тяговым механизмом подтвердила работоспособность насосного агрегата, но также выявила ряд недостатков, к которым относятся:

малый диаметр сматывающего барабана, что значительно увеличивает влияние изгибающего момента на напряжения изгиба ленты;

применение направляющего ролика, что дополнительно накладывает на ленту напряжения изгиба и приводит к снижению ресурса ленты;

несовершенство командно-управляющей аппаратуры установки, приводящее к возникновению проблемы с защитой ленты от перегрузок и делающее невозможным оперативное изменение скорости движения плунжера.

Дальнейшее совершенствование ДНУ было направлено на устранение выявленных недостатков, что привело к созданию целого ряда модифицированных конструкций, которые рассматриваются ниже.

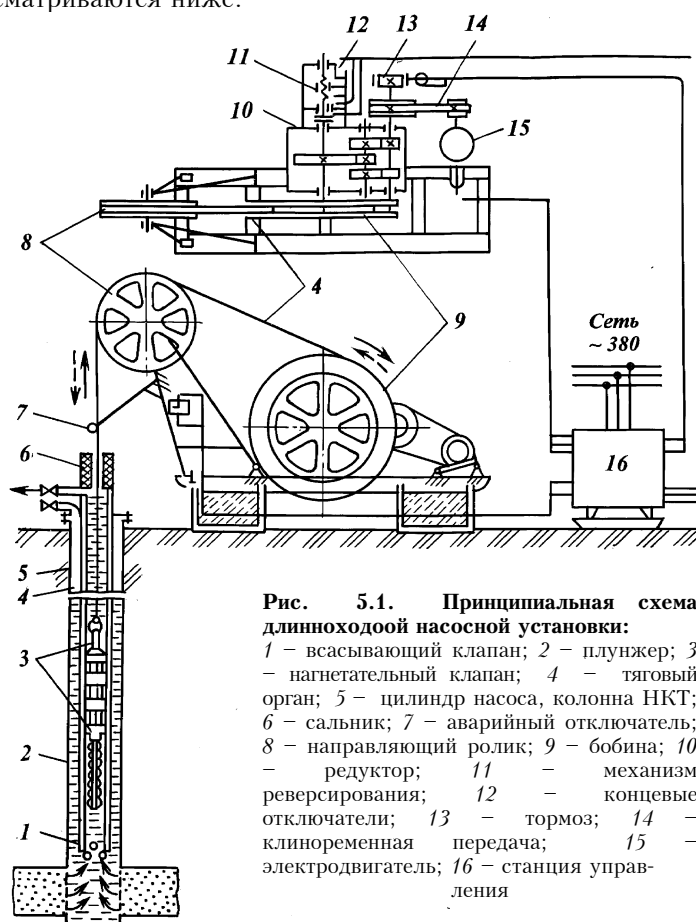


Рис. 5.1. Принципиальная схема длинноходоой насосной установки:

1 – всасывающий клапан; 2 – плунжер; 3 – нагнетательный клапан; 4 – тяговый орган; 5 – цилиндр насоса, колонна НКТ; 6 – сальник; 7 – аварийный отключатель; 8 – направляющий ролик; 9 – бобина; 10 – редуктор; 11 – механизм реверсирования; 12 – концевые отключатели; 13 – тормоз; 14 – клиноременная передача; 15 – электродвигатель; 16 – станция управления

Первый опыт эксплуатации длинноходовых насосных установок показал, что внедрение их на промыслах позволит решить проблемы, которые не решаются существующими механизированными способами эксплуатации скважин. Наиболее существенная из них – возможность эффективной откачки из глубоких скважин высокогазированной нефти.

Практика разработки нефтяных месторождений на первом этапе показывает, что на работу скважины существенное влияние оказывает газовый фактор. Поэтому часто на новых нефтяных месторождениях в период их освоения возникают проблемы с подъемом газированной жидкости. Из работ целого ряда авторов известно, что отрицательное влияние газа на работу насосных агрегатов связано со следующими факторами:

попадающий в цилиндр газ занимает часть рабочего объема цилиндра;

содержащийся во вредном пространстве газ, расширяясь и выходя из раствора, снижает коэффициент наполнения насоса.

Для борьбы с вредным влиянием газа на работу глубинного насоса в первую очередь предлагается уменьшить относительный объем вредного пространства за счет увеличения длины хода плунжера. Поэтому длинноходовая насосная установка в этом отношении является универсальным техническим средством для добычи высокогазированной нефти, особенно из глубоких скважин при больших дебитах. В этом плане создание надежной ДНУ для ОАО "Оренбургнефть" является актуальной задачей.

5.3. ПРЕИМУЩЕСТВА ДЛИННОХОДОВЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК С ЛЕНТОЧНЫМ МЕХАНИЗМОМ ПОДЪЕМА

Длинноходовые насосные установки с ленточным механизмом подъема имеют ряд существенных особенностей, которые обуславливают высокие технико-экономические показатели эксплуатации скважин и широкую область применения по дебитам и напорам.

Эти особенности следующие:

не ограниченная в пределах глубины скважин длина хода плунжера;

использование в качестве штанг длинномерной высокопрочной ленты;

применение плунжера глубинного насоса специальной конструкции, обеспечивающего сохранение герметичности пары поршень – цилиндр до полного износа уплотнительных

элементов, выполненных из износостойких и твердых материалов;

использование в качестве цилиндра глубинного насоса колонны насосно-компрессорных труб.

Возможность обеспечения большой длины хода установки позволяет:

многократно сократить число циклов работы, что увеличивает долговечность установки, так как отдалается наступление времени усталостных разрушений деталей (или позволяет работать при более высоком уровне нагрузок с той же долговечностью);

полностью устранить или существенно снизить действие динамических сил, которые в обычных установках составляют до 30–50 % статической нагрузки;

значительно увеличить (в 3–4 раза) среднюю скорость движения плунжера, от которой зависит производительность установки;

резко уменьшить потери длины хода (на 90–95 %), связанные с упругим удлинением штанг.

Применение в качестве штанг высокопрочной ленты дает возможность:

производить ремонт скважины по замене насоса без бригады подземного ремонта и специальных агрегатов с помощью собственного привода силами двух операторов (простой скважины при этом уменьшается с 16 до 2 ч);

отказаться от глушения скважины;

снизить расходы на тяговый орган и установку в целом, так как стоимость ленты в 1,2–1,5 раза меньше стоимости штанг, а ее использование дает возможность снизить стоимость привода за счет уменьшения грузоподъемности при одинаковой полезной нагрузке;

уменьшить износ плунжерной пары вследствие замены толкания плунжера движением его под собственным весом.

Длинноходовая установка с ленточным механизмом подъема может работать в непрерывном и периодическом насосном режиме с подачей за один ход до 3–4 м³ жидкости, а также в режиме свабирования с отбором жидкости с глубины до 5000–5500 м.

5.4. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ И ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ ДНУ С ЛМП

Одной из первых попыток осуществить работу ДНУ с ЛМП являются опыты на скв. 259 Покровского месторождения, которые проводили в объединении "Оренбургнефть" совместно с ВНИИнефтью в 1975 г. Впервые здесь удалось осуществить насосный режим эксплуатации скважины с длиной хода плунжера 95 м.

Из области производительностей и напоров ДНУ с ЛМП (рис. 5.2) видно, что ДНУ с лентой 3,5×95 мм при высоте подъема жидкости 1500 м может обеспечить подачу жидкости в количестве 400 м³/сут, в то время как ДНУ с лентой 3,0×50 мм при той же высоте подъема может подать 100 м³/сут жидкости.

При работе ДНУ с ЛМП в режиме свабиrowания подача ДНУ с лентой 3,5×95 мм составит 640 м³/сут, а ДНУ с лентой 3,0×50 мм – 160 м³/сут при одной и той же высоте подъема жидкости.

Принципиальная схема ДНУ с ЛМП представлена на рис. 5.3.

Установка работает следующим образом. Вначале в скважину спускают насосно-компрессорные трубы 10, которые выполняют роль цилиндра насоса с установленным на нижнем конце всасывающим клапаном 14. Затем с помощью привода в колонну НКТ спускают ленту 2 механизма подъема с закрепленным на нем плунжером 12 с утяжелителем 11 и нагнетательным клапаном 13.

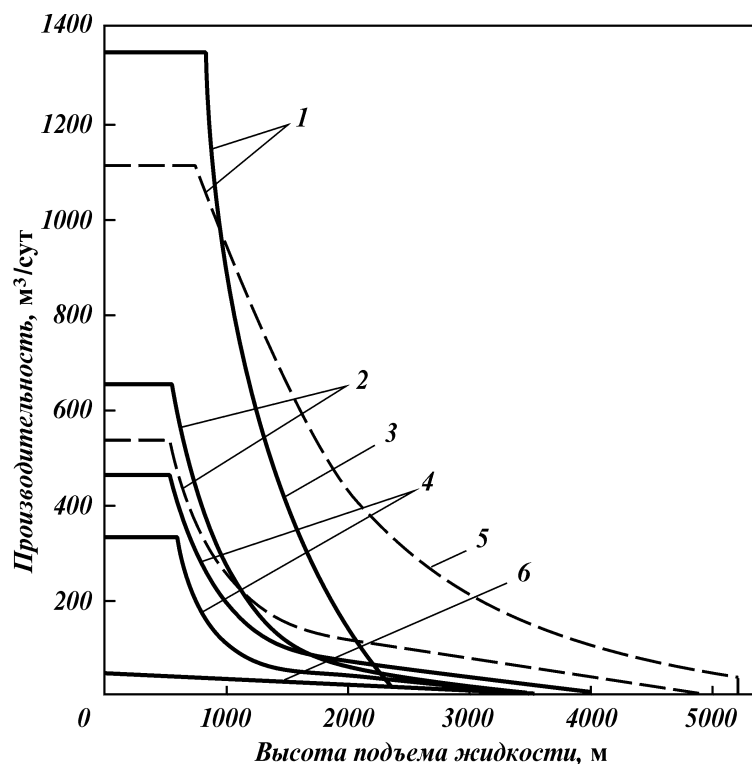


Рис. 5.2. Область производительностей и напоров ДНУ с ЛМП:
 1 – ДНУ с лентой 3,5×95 мм; 2 – ДНУ с лентой 3,0×50 мм; 3 – помпирование ДНУ; 4 – границы ШСНУ по ГОСТу; 5 – свабиrowание с помощью ДНУ; 6 – фактическая граница для ШСНУ

В процессе спуска утяжелитель увлекает вниз набор цилиндрических уплотнительных элементов плунжера 12, соединенных с лентой и проходящих через устьевой сальник.

При ходе ленты вверх осуществляется всасывание жидкости в цилиндр насоса через всасывающий клапан, а при ходе плунжера с утяжелителем вниз происходит нагнетание жидкости через нагнетательный клапан.

Наземный привод осуществляет наматывание ленты на барабан и сматывание ее в скважину с заданной скоростью и интер-

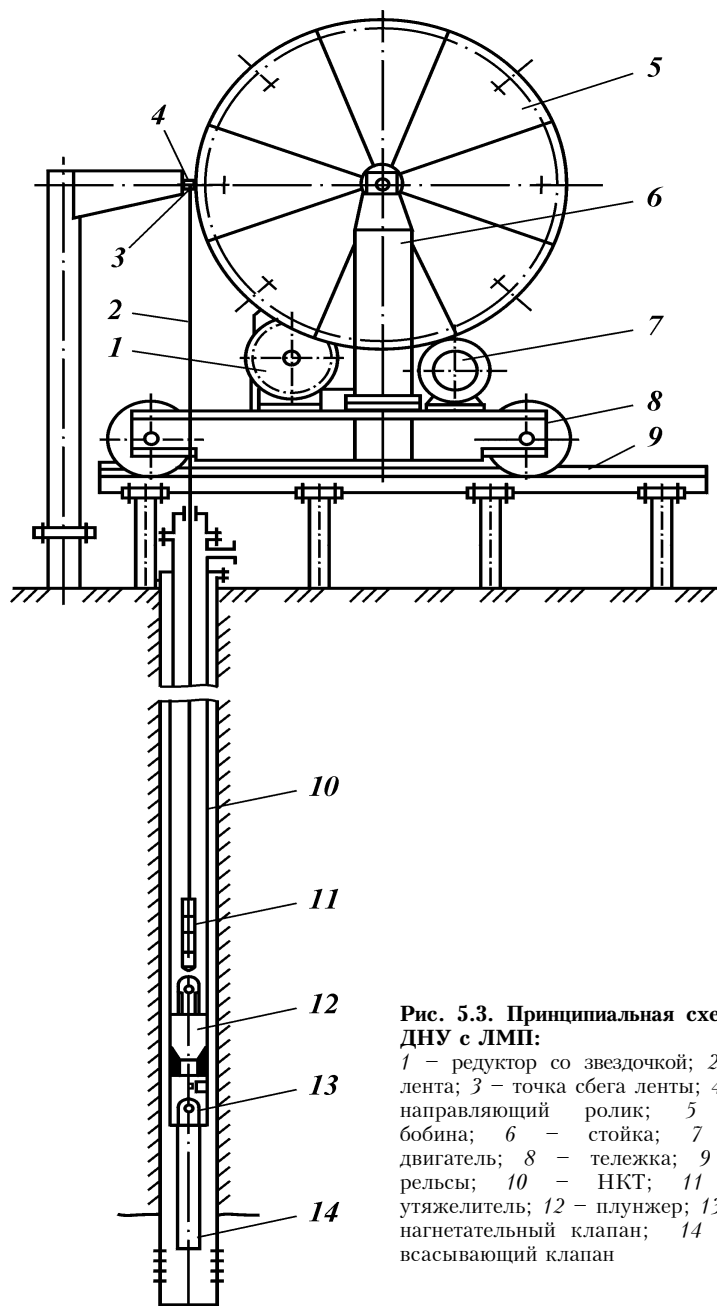


Рис. 5.3. Принципиальная схема ДНУ с ЛМП:

1 – редуктор со звездочкой; 2 – лента; 3 – точка сбег лент; 4 – направляющий ролик; 5 – бобина; 6 – стойка; 7 – двигатель; 8 – тележка; 9 – рельсы; 10 – НКТ; 11 – утяжелитель; 12 – плунжер; 13 – нагнетательный клапан; 14 – всасывающий клапан

валом движения плунжера. Ход плунжера вниз происходит за счет прикрепленного к нему груза *11*. Возвратно-поступательное перемещение плунжера и работа клапанов обеспечивают подъем жидкости из скважины. Переключение с хода "вверх" на ход "вниз" осуществляется путем реверсирования двигателя. Длина хода плунжера регулируется изменением места установки конечных переключателей на винте механизма реверсирования, а производительность установки – введением в цикл соответствующих пауз в конце хода "вниз" или "вверх".

5.5. ДНУ С ЛМП КОНСТРУКЦИИ ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"

Для проверки работоспособности привода насосной установки в реальных условиях и отработки конструкций наземного оборудования и привода в б. ПО "Оренбургнефть" в 1978 г. были начаты опытно-промышленные испытания ДНУ.

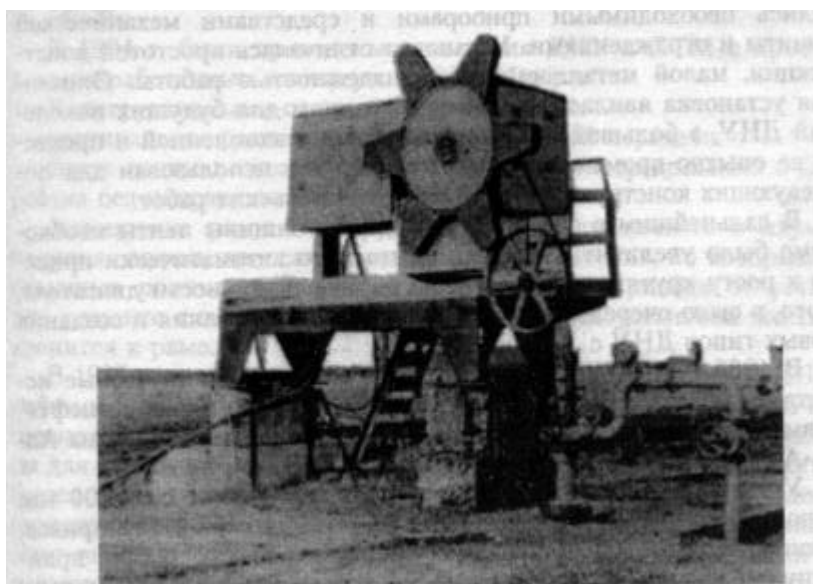


Рис. 5.4. Насосная установка с ЛМП конструкции ОАО «Оренбургнефть»

Для этой цели ранее была разработана конструкция и изготовлен экспериментальный образец ДНУ (рис. 5.4).

Передача движения плунжеру осуществлялась с помощью ленточного механизма подъема, закрепленного на приводной бобине наземного привода ДНУ. Бобина, являющаяся составной частью блок-привода, посредством кинематической связи (цилиндрический редуктор – клиноременная передача) приводилась во вращение от электродвигателя. Клиноременная передача предназначалась для изменения скорости перемещения плунжера. Реверсирование вращения бобины осуществлялось с помощью специального винтового механизма реверсирования. Блок-привод устанавливался на станину и имел возможность продольного перемещения по ней. Такое соединение блок-привода со станиной упрощало условия монтажа наземного привода на скважине и позволяло провести необходимые спускоподъемные операции, профилактические ремонтные и прочие работы на устье скважины без демонтажа наземного привода.

Станина привода, неподвижно закрепленная на железобетонном фундаменте у устья скважины, служила для поглощения возникающих в силу различных причин вибраций. Для ликвидации вертикальных перемещений ленточного тягового органа (ЛТО) относительно оси скважины, обусловленных постоянно изменяющимся радиусом намотки ленты на бобину в процессе ее вращения, наземный привод оборудовался направляющим роликом. Для проведения различного рода наладочных, профилактических работ была предусмотрена площадка обслуживания.

Безопасность работы наземного привода, автоматическая остановка его в случае возникновения аварийной ситуации обеспечивались необходимыми приборами и средствами механической защиты и ограждениями. Установка отличалась простотой конструкции, малой металлоемкостью, надежностью работы. Описанная установка явилась ценным прототипом для будущих поколений ДНУ, а большой объем информации, накопленной в процессе ее опытно-промышленных испытаний, был использован для последующих конструкторских и исследовательских работ.

В дальнейшем в связи с изменением толщины ленты необходимо было увеличить диаметр бобины, что автоматически привело к росту крутящего момента на бобине и мощности двигателя, а это, в свою очередь, потребовало совершенствования и создания новых типов ДНУ с ЛМП.

В 1986 г. в НГДУ "Бузулукнефть" прошла промысловые испытания ДНУ с ЛМП, разработанная б. ПО "Оренбургнефть" совместно с институтом "ВНИИметмаш" и изготовленная на Алма-Атинском заводе тяжелого машиностроения.

Установка состояла из опорного ролика диаметром 1500 мм, неподвижно закрепленного на стойке. На него опирался привод, смонтированный на качающихся опорах и работающий по принципу перевернутого маятника. Привод включал электродвигатель, редуктор, на валу которого насажена бобина для намотки ленты, тормоз, узел переключения и установки длины хода плунжера, станцию управления.

Вращение от электродвигателя на редуктор передавалось через зубчатую муфту.

Принципиальным отличием привода являлось использование специальной механической следящей системы, обеспечивающей вертикальный сбег ленты с бобины в скважину через сальник.

Конструкция предусматривала откидывание привода при проведении ремонта скважины на расстояние 1 м от устья.

Недостатки этого привода состояли в следующем:

- большие вибрации установки из-за высокой скорости движения плунжера ($v = 1,65$ м/с);

- малый диаметр сматывающего барабана;

- отсутствие возможности регулировать скорость движения плунжера вверх и вниз, что не позволяло применять асимметричный цикл работы насосной установки;

- невозможность самозапуска установки после прекращения подачи электроэнергии;

- несовершенство аппаратуры защиты от перегрузки и недогрузки ленточного элемента в случае его обрыва.

С целью устранения вибрации установки был смонтирован дополнительный редуктор, что позволило снизить скорость движения плунжера до 0,55 м/с и заменить электродвигатель с 50 кВт на 36 кВт.

В 1984 г. были проведены испытания ДНУ с ЛТМ с приводом, разработанным институтом "ВНИИнефть".

Конструктивными отличиями ее являются:

- вертикальное расположение клиноременной передачи;

- спуск ленты в скважину через сальник непосредственно с барабана без направляющих приспособлений;

- размещение рамы с оборудованием на фундаменте с двумя направляющими полосами прямоугольного сечения, по которым с помощью роликов производится откатывание привода от устья при ремонте скважины. В рабочем положении установка жестко крепится к раме.

В 1985 г. прошли испытания ДНУ с ЛМП конструкции ВНИИнефти и б. ПО "Оренбургнефть". Преимуществом этой установки по сравнению с аналогичными являются более щадящие условия работы для ленточного механизма подъема. В данном случае лента изгибается только на бобине: сила прижатия барабана к ролику здесь ничтожно мала. Установка имеет цевочное зацепление с бобиной. Этот вид зацепления отличается менее жесткими требованиями к изготовлению и обслуживанию. Во время ремонта скважины установка откатывается от устья усилием одного человека.

К основным недостаткам этой конструкции относятся:

наличие ударных нагрузок на установку из-за невозможности точной подгонки главной шестерни и цевок, расположенных по ободу сматывающей бобины;

сильные вибрации установки.

Для транспортировки ЛМП от цеха по его изготовлению до скважины в НГДУ "Бузулукнефть" было сконструировано и изготовлено сматывающее устройство на базе автомобиля КраЗ-255 с приводом от тягового двигателя автомобиля.

В 1994 г. в ОАО "Оренбургнефть" были начаты испытания ДНУ с ЛМП шведской фирмы "Лидан инжиниринг".

Установка являлась механизмом с гидравлическим объемным приводом, используемым в качестве привода плунжера скважинного насоса, с длиной хода до 200 м. Такие установки были смонтированы на скв. 777, 779 Покровского месторождения и предназначены для подъема нефти из скважины. Тяговым органом служила высокопрочная стальная лента, находящаяся в бобинной намотке барабана, ребордами на барабане являлись регулируемые по высоте стержни. Один конец ленты заправлялся на барабане, а другой соединялся с плунжером насоса. Соединение рабочего колеса (барабана) с ведущим валом осуществлялось через предохранительную фрикционную втулку. Гидравлический привод установки обеспечивал максимальное натяжение ленты до 120 кН.

Установки снабжались двумя плунжерами диаметром 50 мм, выполненными в виде четырех модулей, в качестве груза к плунжерам использовались 20 штанг диаметром 19 мм.

Гидравлический привод установки был выполнен по замкнутой схеме циркуляции рабочей жидкости, и поэтому при ходе вниз мощность торможения трансформировалась (рекуперировалась) в энергию, возвращаемую во внешнюю сеть питания привода.

Система безопасности гидравлического привода предусматривала автоматическую остановку при падении

давления в приводе, которая сбрасывала давление в приводе, выключала насос и включала тормозную систему.

Тормоз срабатывал и при отключении электроэнергии во внешней электрической сети.

На передвижной платформе с четырьмя опорными катками располагался гидромоторный привод, который состоял из высокомоментного гидравлического мотора с предохранительной фрикционной втулкой и реактивной тягой, двух опорных кронштейнов, тормозного барабана, ленточного тормоза с гидроцилиндром. Рабочее колесо (барабан) имело емкость для размещения 1500 м стальной ленты толщиной 3,5 мм и шириной 45 мм. Минимальный диаметр первого слоя намотки стальной ленты в бобину составлял 2,3 м. Скорость спуска и подъема плунжера в скважину регулировалась и составляла от 0 до 1,5 м/с. Мощность электропривода 90 кВт, частота вращения 1480 об/мин, напряжение 380 В. Давление в гидросистеме: номинальное 16 МПа; максимальное 35 МПа.

Предусмотрено ручное и автоматическое управление.

В панели шкафа управления установлен компьютер ПЛС с операционным терминалом МАК10 и системой обогрева.

ДНУ с ЛМП фирмы "Лидан инжиниринг" имела следующие преимущества:

- плавное регулирование скорости спуска и подъема плунжеров в диапазоне 0–1,6 м/с;

- увеличение минимального диаметра первого слоя намотки на бобину до 2,3 м;

- компьютерное обеспечение контроля и регулирования рабочих параметров установки, позволяющее с пульта управления задавать необходимые параметры работы установки, менять их в процессе работы, вести оперативный контроль за рабочими параметрами;

- четыре степени защиты, обеспечиваемые применением рабочих концевых выключателей, аварийных концевых выключателей, датчиков контроля за параметрами компьютера, в программу которого вводились параметры максимальных и минимальных нагрузок для защиты установки от перегрузок и при исчезновении нагрузки;

- совмещение силового агрегата и системы управления в одном аппаратном блоке;

- поддержание в аппаратном шкафу заданной температуры с помощью калорифера и терморегулятора;

- значительное снижение шумовых характеристик благодаря применению гидропривода.

Недостатками установки являлись:

большая мощность главного электродвигателя привода установки;

отсутствие самозапуска установки после посадки напряжения в питающей сети;

невозможность запуска установки в работу в зимнее время после длительных остановок без предварительного нагрева масла в гидросистеме до 25 °С.

5.6. РАСЧЕТ ДНУ

Проектирование длинноходовых насосных установок производится известными инженерными методами, применяемыми при расчетах кинематических связей узлов машин и механизмов. Для привязки расчетов к условиям эксплуатации приняты следующие ограничения:

плунжер насосной установки не поднимается выше динамического уровня жидкости в скважине;

цикл работы установки принят симметричным;

скорости перетока жидкости в зазорах между грузом и стенкой трубы и между лентой и стенкой трубы приняты равными;

динамические нагрузки ввиду их незначительности не учитываются.

Принимается следующая последовательность проектирования рабочих параметров насосной установки.

1. Подача насоса за один цикл, м³/ц,

$$q_{\text{ц}} = f_{\text{п}} S \alpha, \quad (5.1)$$

где $f_{\text{п}}$ – площадь сечения НКТ, в которых перемещается плунжер; S – длина хода плунжера; α – коэффициент подачи насоса.

Коэффициент подачи насоса при различном числе пакеров, составляющих плунжер, рекомендуется определять по формулам:

для 6-пакерного плунжера:

$$\alpha = 0,93 \cdot 0,809 \cdot 10^{-3} L_{\text{п}};$$

для 10-пакерного плунжера:

$$\alpha = 0,97 \cdot 0,482 \cdot 10^{-3} L_{\text{п}};$$

для 12-пакерного плунжера:

$$\alpha = 0,98 \cdot 0,423 \cdot 10^{-3} L_{\text{п}},$$

здесь L_n – высота подъема жидкости.

2. Необходимое число циклов работы установки в течение суток

$$Z = Q/q_{ц}, \quad (5.2)$$

где Q – дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$.

Продолжительность цикла можно установить при известном числе циклов

$$T = 1440/Z, \text{ мин.} \quad (5.3)$$

3. Размер бобины в конце хода плунжера вверх

$$D_2 = 2(D_1^2 + \delta S/\pi)^{0,5}, \quad (5.4)$$

где D_1 – начальный диаметр бобины; δ – толщина ленты.

Число оборотов бобины за ход вверх или вниз

$$m = S/\pi/2(D_n - D_b) = (D_2 - D_1)/\delta. \quad (5.5)$$

Частота вращения бобины

$$n_6 = 2m/T. \quad (5.6)$$

Передаточное отношение клиноременной передачи

$$i_{кл} = n_{дв}(n_6 - i_{ред}), \quad (5.7)$$

где $n_{дв}$ – частота вращения вала двигателя; $i_{ред}$ – передаточное отношение редуктора.

Если $i_{кл} > 4$, то рекомендуется выбрать двигатель с меньшей частотой вращения вала.

4. Кинематические соотношения между угловой и линейной скоростями рассчитывают по известным формулам.

Начальная скорость подъема плунжера

$$v_1 = n_{дв}\pi D_1/i_{кл}i_{ред}. \quad (5.8)$$

Конечная скорость подъема плунжера

$$v_2 = n_{дв}\pi D_2/i_{кл}i_{ред}. \quad (5.9)$$

Средняя скорость подъема или спуска плунжера

$$v_c = 2S/T. \quad (5.10)$$

5. Силовые параметры определяют исходя из следующих соотношений.

Нагрузка на верхнюю часть ленты подъемного механизма при ходе плунжера вверх

$$G_v = G_{\text{ж}} + G_{\text{л}} + G_{\text{тр}} + G_{\text{д}} + G_{\text{гр}}, \quad (5.11)$$

где $G_{\text{ж}}$ – нагрузка от веса жидкости; $G_{\text{л}}$ – нагрузка от веса ленты; $G_{\text{тр}}$ – нагрузка от трения ленты о стенки насосно-компрессорных труб; $G_{\text{д}}$ – нагрузка, необходимая для преодоления буферного давления; $G_{\text{гр}}$ – нагрузка от веса груза утяжелителя.

При ходе плунжера вниз нагрузка на подъемный механизм

$$G_{\text{н}} = G_{\text{л}} + G_{\text{гр}} - G_{\text{тр}}. \quad (5.12)$$

Вращательный момент на валах привода насосной установки рассчитывают исходя из нагрузок на ленту подъемного механизма.

Вращающий момент на валу бобины

$$M_{1\text{в}} = G_6 D_1 / 2. \quad (5.13)$$

Вращающий момент на валу редуктора

$$M_{2\text{в}} = G_6 D_1 / 2 i_{\text{ред}}. \quad (5.14)$$

Соответственно для хода вниз

$$M_{1\text{н}} = G_{\text{м}} D_2 / 2; \quad M_{2\text{н}} = G_{\text{м}} D_2 / 2 i_{\text{ред}}.$$

6. Мощность двигателя при ходе плунжера вверх

$$N = G_{\text{в}} D_1 n_{\text{дв}} / i_{\text{ред}} i_{\text{кл}} \eta_{\text{ред}} \eta_{\text{кл}} \beta, \quad (5.15)$$

где $\eta_{\text{ред}}$, $\eta_{\text{кл}}$ – КПД соответственно редуктора и клиноременной передачи; β – коэффициент наполнения насоса.

Энергия, потребляемая из электросети за сутки,

$$A_{\text{сут}} = 12(N_{\text{ср}} / \eta_{\text{дв.в}} - K_{\text{т}} N_{\text{дв.н}} / \eta_{\text{дв.в}}), \quad (5.16)$$

где $K_{\text{т}}$ – коэффициент генерации энергии в электросеть при ходе ленты вниз.

Полезная энергия, идущая на подъем жидкости в течение суток,

$$A_{\text{пол}} = Q L_{\text{н}} \rho_{\text{ж}}, \quad (5.17)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность откачиваемой жидкости.

Коэффициент полезного действия длинноходовой насосной установки

$$\eta = A_{\text{пол}}/A_{\text{сут}}. \quad (5.18)$$

7. Прочностные показатели ленты можно определить из следующих зависимостей.

Запас прочности ленты

$$K = \sigma_{\text{вр}}/(G_{\text{в}}/f_{\text{л}} + \nu E_{\text{л}}/D_1), \quad (5.19)$$

где $\sigma_{\text{вр}}$ – временное сопротивление на разрыв материала ленты; $f_{\text{л}}$ – площадь сечения ленты; ν – коэффициент Пуассона; $E_{\text{л}}$ – модуль упругости материала ленты.

Предельное время наработки на отказ ленты

$$T_{\text{пред}} = Z_{\text{доп}}/365 \cdot 2K_{\text{э}}, \quad (5.20)$$

где $Z_{\text{доп}}$ – допустимое число циклов изменения нагрузки; $K_{\text{э}}$ – коэффициент эксплуатации скважин.

Для проектирования длинноходовой насосной установки необходимо использовать исходные данные о геолого-физических и технологических условиях эксплуатации конкретной скважины.

5.7. РАСЧЕТ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ДНУ

В глубинно-насосных установках балансирного типа, в которых вращательное движение кинематически преобразуется в возвратно-поступательное перемещение плунжера, длина хода плунжера штангового насоса прямо пропорционально влияет на производительность установки.

В длинноходовых установках с наматыванием тяговой ленты на рабочий барабан и реверсированием за счет переключения направления вращения привода длина хода плунжера оказывает иное влияние на производительность насоса. Рассмотрим это влияние для случаев симметричного и асимметричного циклов, с выходом и без выхода плунжера из-под динамического уровня жидкости в скважине, в непрерывном режиме движения и с паузой в какой-либо части цикла для ожидания накопления жидкости. Для упрощения задачи не будем учитывать изменение производительности за счет деформации тяговой ленты и влияния газа как функции длины хода.

Подача жидкости за один симметричный цикл в случае выхода плунжера из-под динамического уровня

$$q = f_{\text{п}} \alpha_1 h_{\text{п}}, \quad (5.21)$$

где f_{Π} – площадь сечения плунжера, м^2 ; α_1 – средний за цикл коэффициент подачи; h_{Π} – глубина погружения плунжера под динамический уровень, м .

При этом производительность установки

$$Q = f_{\Pi} \alpha_1 h_{\Pi} / T, \quad (5.22)$$

где $T = 2S / \pi D_{\text{ср}} n_6$ – период цикла (здесь S – длина хода плунжера; $D_{\text{ср}}$ – средний диаметр бобины; n_6 – частота вращения бобины).

При бобинном способе наматывания ленточного тягового элемента средний диаметр бобины

$$D_{\text{ср}} = 0,5 D_0 [1 + (1 + 4S\delta / \pi D_0^2)^{0,5}], \quad (5.23)$$

где D_0 – начальный диаметр бобины (плунжер вниз).

При использовании каната диаметром d_k с правильной усадкой в m рядов и M слоев

$$D_{\text{ср}} = 0,25 \pi m^2 / S (2D_0 + 3^{0,5} d_k M)^2. \quad (5.24)$$

Производительность ДНУ с ЛМП как функции длины хода для случая $S > h_{\Pi}$ или $S = h_{\Pi}$

$$Q = 0,25 \pi D_0 n_6 f_{\Pi} \alpha_1 [1 + (1 + 4S\delta / \pi D_0^2)^{0,5}] \cdot h_{\Pi} / S. \quad (5.25)$$

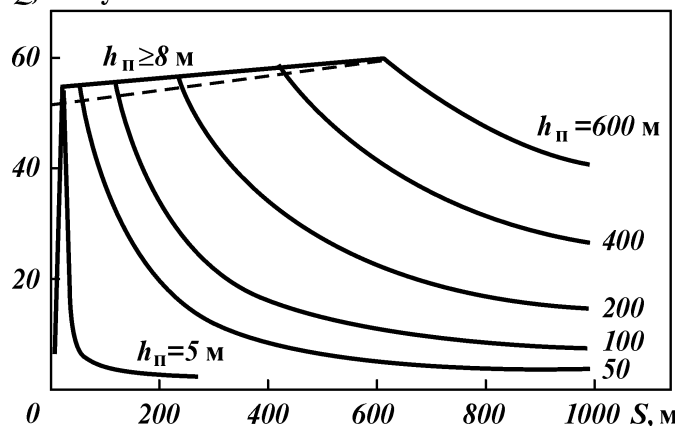


Рис. 5.5. Зависимость производительности ДНУ с ЛМП Q от длины хода плунжера S и глубины его погружения под динамический уровень h_{Π}

Если плунжер не выходит из-под динамического уровня для случая $S < h_{\Pi}$, то

$$Q = 0,25 \pi D_0 n_6 f_{\Pi} \alpha_1 [1 + (1 + 4S\delta / \pi D_0^2)^{0,5}]. \quad (5.26)$$

На рис. 5.5 показаны графики функции $Q(S, h_{\text{п}})$.

Расчеты выполнены при начальном диаметре бобины $D_0 = 1$ м, частоте вращения бобины $n_6 = 10$ об/мин, коэффициенте асимметрии цикла $C = n_{6\text{ вн}}/n_{6\text{ вв}} = 1$, коэффициенте подачи $\alpha_1 = 0,8$ и продолжительности паузы $T_{\text{п}} = 0$.

Видно, что во всех случаях, когда длина хода плунжера превышает его погружение под динамический уровень, производительность установки снижается с ростом длины хода S , и тем больше, чем меньше значение погружения. Увеличение длины хода в пределах погружения $h_{\text{п}}$ при $n_6 = \text{const}$ дает увеличение производительности ДНУ с ЛМП за счет ускорения набегания тягового элемента на бобину.

На рис. 5.6 приведена зависимость $Q(S, T_{\text{п}})$.

Полный период цикла складывается из длительности подъема плунжера, последующего спуска и паузы в течение цикла.

Расчеты выполнены при коэффициенте подачи насоса $\alpha_1 = 0,6$, коэффициенте асимметрии цикла $C = 1,0$, глубине погружения плунжера под динамический уровень $h_{\text{п}} = 400$ м. Время паузы в цикле составляло $T_{\text{п}} = 0; 100; 200; 500$ с, $D_0 = 1$ м, $n_6 = 10$ об/мин.

Заменяя в уравнении

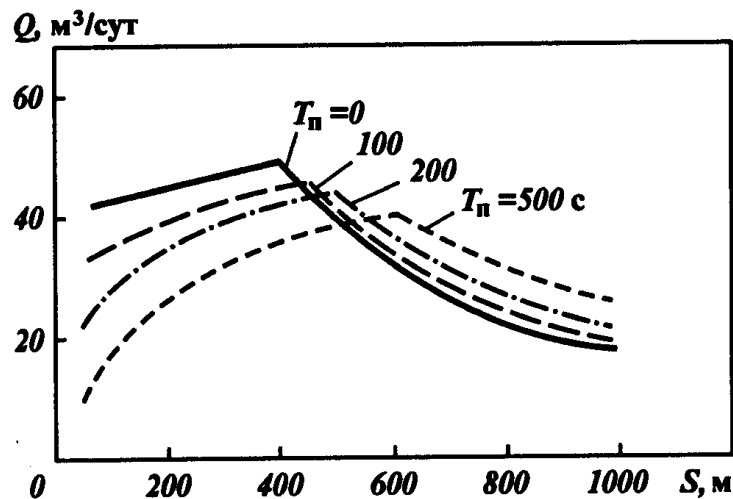


Рис. 5.6. Зависимость производительности ДНУ с ЛМП Q от длины хода плунжера S и продолжительности паузы в цикле $T_{\text{п}}$

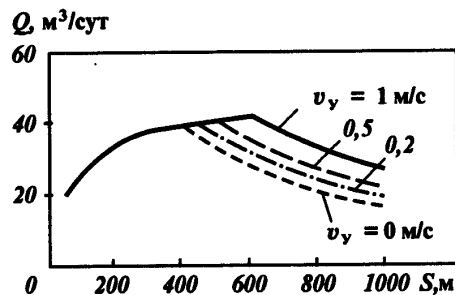


Рис. 5.7. Зависимость производительности ДНУ с ЛМП Q от длины хода плунжера S и скорости изменения уровня жидкости в трубах v_y

$$Q = f_{\text{п}} \alpha_1 h_{\text{п}} / T$$

период T на его новое значение $S = h_{\text{п}} + v_y T_{\text{п}}$, получаем

$$Q = f_{\text{п}} \alpha_1 (h_{\text{п}} + v_y T_{\text{п}}) / [4S / \pi D_0 n_6 [1 + (1 + 4S\delta / \pi D_0^2)^{0.5}] + T_{\text{п}}], \quad (5.27)$$

где v_y – средняя скорость изменения уровня жидкости в трубах за время паузы $T_{\text{п}}$.

Для случая $S = h_{\text{п}} + v_y T_{\text{п}}$ производительность установки

$$Q = f_{\text{п}} \alpha_1 S / [4S / \pi D_0 n_6 [1 + (1 + 4S\delta / \pi D_0^2)^{0.5}] + T_{\text{п}}]. \quad (5.28)$$

Анализ уравнения (5.27) с паузой в цикле или при $S = h_{\text{п}} + v_y T_{\text{п}}$ и графика (см. рис. 5.6) показывает, что введение паузы в цикл может сказаться как положительно, так и отрицательно на производительности ДНУ с ЛМП. Очевидно, что производительность установки с паузой будет выше, если правая часть уравнения (5.27) окажется больше, чем правая часть уравнения (5.25).

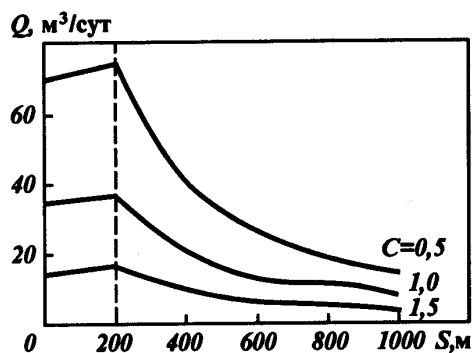


Рис. 5.8. Зависимость производительности ДНУ с ЛМП Q от длины хода плунжера S и степени асимметрии цикла C

Если $S > h_{\text{п}} + v_y T_{\text{п}}$, то дебит $h_{\text{п}} > 400$ м с паузой выше, чем паузы в цикле. Из этого следует условие повышения производительности ДНУ с ЛМП при введении паузы

$$v_y > \pi D_0 n_6 / 4 [1 + (1 + 4S\delta / \pi D_0^2)^{0,5}] h_{\text{п}} / S. \quad (5.29)$$

На рис. 5.7 приведена зависимость $Q(S, v_y)$. Видно, чем выше скорость v_y жидкости в скважине, тем больше дебит при $S > h_{\text{п}}$.

Расчеты выполнены при $\alpha_1 = 0,6$; $C = 1$; $T_{\text{п}} = 200$ с; $h_{\text{п}} = 400$ м ($v_y = 0$).

На рис. 5.8 приведена зависимость $Q(S, C)$ при отсутствии паузы в цикле $T_{\text{п}} = 0$ и коэффициенте подачи насоса $\alpha_1 = 0,5$. В случае асимметричного цикла работы ДНУ с ЛМП для периода цикла и коэффициента подачи насоса будут справедливы уравнения:

$$T_{\text{ас}} = S / \pi D_{\text{ср}} (1 - C) / n_{6 \text{ вн}} \quad (5.30)$$

или

$$T_{\text{ас}} = S / \pi D_{\text{ср}} (1 - C) / n_{6 \text{ вв}} \quad (5.31)$$

и

$$\alpha_{\text{ас}} = 1 - C(1 - \alpha_1),$$

где $C = n_{6 \text{ вн}} / n_{6 \text{ вв}}$ – коэффициент асимметричности цикла, т.е. отношение частот вращения бобины при спуске и подъеме плунжера.

Из графиков (см. рис. 5.8) видно, что производительность ДНУ с ЛМП при $C = 0,5$ выше, чем при $C = 1$ и $C = 1,5$. Таким образом, асимметричность цикла влияет на производительность ДНУ при любой длине хода плунжера. Если плунжер не выходит из-под динамического уровня жидкости, то это влияние более сильно.

Для асимметричного цикла работы ДНУ справедливы следующие уравнения для расчета ее производительности:

при $S = h_{\text{п}}$

$$Q = \pi D_{\text{ср}} n_{6 \text{ вн}} f_{\text{п}} [(1 - C(1 - \alpha_1)) / (1 + C)]; \quad (5.32)$$

при $S \geq h_{\text{п}} + v_y T$

$$Q = [f_{\text{п}} (1 - C(1 - \alpha_{\text{св}})) (h_{\text{п}} + v_y T_{\text{п}})] / [(2S(1 + C) / \pi D_0 n_{6 \text{ вн}} [1 + (1 + 4S\delta / \pi D_0^2)^{0,5}] + T_{\text{п}})]; \quad (5.33)$$

при $S \leq h_{\text{п}} + v_y T_{\text{в}}$

$$Q = [f_{\text{п}}(1 - C(1 - \alpha_1))S] / [(2S(1 + C) / \pi D_0 n_0 \text{вн} [1 + (1 + 4S\delta / \pi D_0^2)^{0.5}] + T_{\text{п}}]. \quad (5.34)$$

Уравнения (5.33) и (5.34) являются общими зависимостями $Q(S)$ для всех рассмотренных случаев. Приняв соответствующие значения C и $T_{\text{п}}$, можно получить зависимость производительности от длины хода плунжера при симметричном ($C = 1$) и асимметричном ($C \neq 1$) циклах, при непрерывной ($T = 0$) и периодической ($T \neq 0$) работе установки.

5.8. НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА УСТАНОВКУ

В процессе работы ДНУ с ЛМП на нее действуют статические нагрузки от веса столба жидкости $G_{\text{ж}}$, веса ленточного механизма подъема $G_{\text{л}}$, веса груза-утяжелителя и плунжера $G_{\text{тр}}$, сил трения $G_{\text{тр}}$ и сил давления на плунжер $G_{\text{р2}}$, обусловленные избыточным буферным давлением и перепадами, возникающими при разрыве и сближении столбов жидкости.

При этом возможны три случая сочетания действующих нагрузок:

длина хода плунжера меньше или равна глубине погружения плунжера под динамический уровень жидкости в скважине, т.е. $S \leq h_{\text{п}}$ (рис. 5.9);

длина хода плунжера больше глубины погружения, но меньше удвоенного значения глубины погружения, т.е. $h_{\text{п}} < S < 2h_{\text{п}}$ (рис. 5.10);

длина хода плунжера больше удвоенного значения глубины погружения.

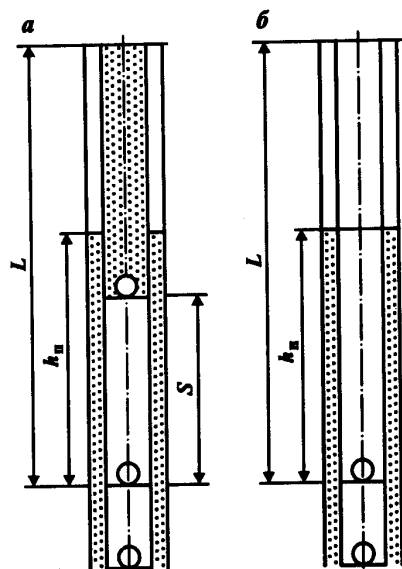


Рис. 5.9. К расчету нагрузок, действующих на установку:
а – при $S < h_n$; б – $S = h_n$

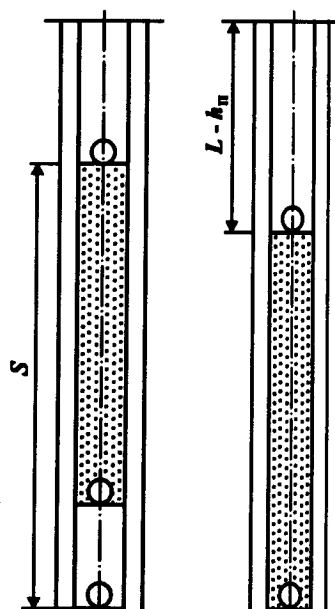


Рис. 5.10. К расчету нагрузок, действующих на установку
при $h_n < S < 2h_n$

Теоретические динамограммы работы ДНУ с ЛМП для всех трех случаев показаны на рис. 5.11. На динамограммах указаны расчетные нагрузки в точке набегания тяговой ленты на барабан для характерных позиций плунжера: 1, 2 – нижняя и верхняя мертвые точки; 3, 4 – точки входа и выхода плунжера из-под динамического уровня; 5 – положение плунжера, когда уровень поднимаемой жидкости достигнет устья скважины. Погружение принято равным 200 м.

Анализ статических нагрузок показывает, что они мало изменяются при перемещении плунжера в пределах погружения под уровень жидкости и существенно зависят от длины хода при выходе плунжера из-под динамического уровня.

По мере увеличения S происходит значительное снижение нагрузок при ходе вверх, хотя снятие нагрузки от столба жидкости происходит не сразу. Одновременно с этим перераспределяются значения нагрузок. Если при $S < h_n$ максимальная нагрузка возникает в начале хода плунжера вверх, то при $S > h_n$ она возрастает и достигает максимума при

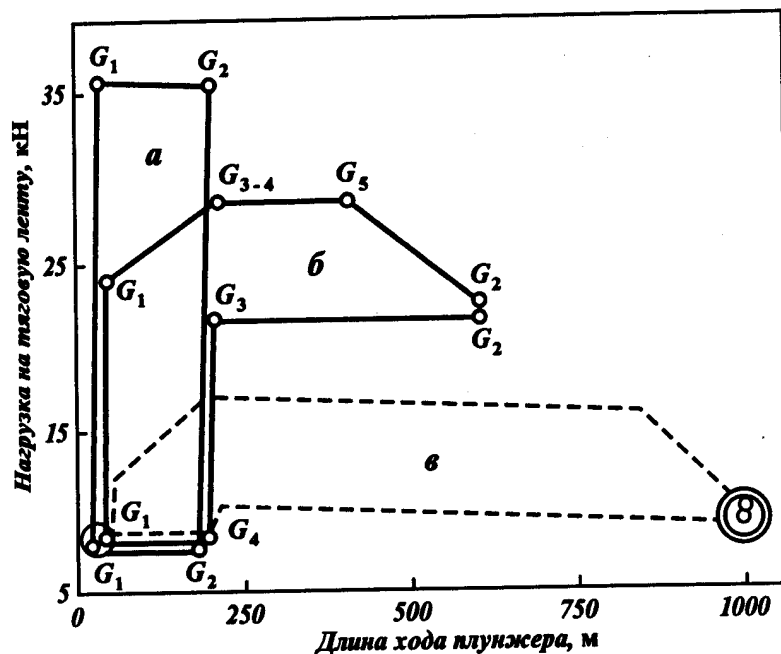


Рис. 5.11. Теоретические динамограммы ДНУ с ЛМП для случаев: $a - S < h_{\text{п}}$; $b - h < S < 2h_{\text{п}}$; $v - S > 2h_{\text{п}}$; G_1, G_2, G_3, G_4, G_5 – расчетные нагрузки в точке набегающей тяговой ленты на барабан для характерных позиций 1, 2, 3, 4, 5

прохождении позиций 3, 4, 5. Амплитудное значение нагрузок также мало изменяется при $S < h_{\text{п}}$ и снижается с увеличением длины хода при $S > h_{\text{п}}$, особенно при $S > 2h_{\text{п}}$. В режиме свабиrowания с длиной хода плунжера, равной глубине подвески насоса, максимальные и амплитудные нагрузки уменьшаются в 3 раза по сравнению с нагрузками для случая $S < h_{\text{п}}$.

Динамические нагрузки в ДНУ с ЛМП относительно невелики из-за характерных особенностей установки. Избыточная динамическая нагрузка пропорциональна относительной скорости движения плунжера и составляет около 10 % максимальной нагрузки.

5.9. НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ

В качестве цилиндра насоса и подъемной колонны используются стальные бесшовные насосно-компрессорные трубы, гладкие с высаженными наружу концами, изготовленные по ГОСТ 633–88. Трубы и муфты не должны иметь раковин, закатов, расслоений, трещин, вмятин и других механических нарушений.

На концах НКТ должны быть выполнены фаски под углом 30–40° к оси трубы. Во избежание заклинивания плунжера насосно-компрессорные трубы должны быть откалиброваны с помощью шаблона на овальность.

Выбор НКТ. Работа ДНУ с ЛМП характеризуется изменением нагружения колонны труб и ленточного механизма подъема в течение цикла. При ходе вверх ленты и плунжера трубы испытывают внутреннее гидростатическое давление как в радиальном, так и в осевом направлении. В радиальном направлении давление передается боковой поверхности труб, а в осевом – на поверхность, равную разности площадей канала трубы и плунжера насоса.

При ходе ленты и плунжера насоса вниз гидростатическое давление в осевом направлении передается на всю площадь канала трубы. На колонну насосно-компрессорных труб также действует осевая нагрузка от веса труб. Вес ленты в нормальных условиях на колонну не передается, однако в аварийной ситуации, когда происходит обрыв ленты, нагрузка на колонну увеличивается. При расчете следует принимать, что вся нагрузка от веса ленты, плунжера и груза-утяжелителя передается трубам.

Расчет на прочность. Исходные данные для расчета:

1. Конструкция эксплуатационной колонны:
 - глубина скважины H , м;
 - внутренний диаметр обсадной колонны D_0 , мм;
 - интервалы и интенсивность искривления ствола скважины от устья, градус/10 м.
2. Технологический режим работы скважины:
 - предполагаемый отбор жидкости из скважины (дебит или подача насоса) $Q_{\text{ж}}$, м³/сут;
 - длина колонны НКТ L , м;
 - уровень (динамический) жидкости в скважине $L_{\text{д}}$, м;
 - устьевое и забойное давления p_2 , p_c , МПа;
 - плотность жидкости в скважине ρ , кг/м³;
 - давление насыщения нефти газом $p_{\text{нас}}$, МПа;
 - средняя площадь сечения ленты $F_{\text{л}}$, м²;

вес модульных плунжеров $q_{пл}$, Н;
 вес груза-утяжелителя $q_{гр}$, Н;
 вес ленты $q_{л}$, Н;
 площадь плунжера насоса $F_{пл}$, м².

Растягивающая нагрузка, действующая в верхней части произвольной i -й секции,

$$G_{p(k)} = \sum l_i (q_i + q_{жи})g + g(L - \sum l_i)q_i + q_{л}g + q_{гр}g + q_{пл}g, \quad (5.35)$$

где l_i – длина i -й секции, м; q_i – масса 1 м трубы i -й секции, кг/м; $q_{жи}$ – масса 1 м жидкости в кольцевом пространстве между насосно-компрессорными трубами и лентой, кг/м; $q_{л}$ – масса ленты в колонне, кг; g – ускорение свободного падения, м/с²; $q_{гр}$ – масса груза утяжелителя, кг; $q_{пл}$ – масса плунжера, кг.

Масса 1 м жидкости в кольцевом пространстве

$$q_{жи} = \rho(F_{bi} - F_{шти}),$$

где F_{bi} – площадь канала трубы i -й секции; $F_{шти}$ – площадь поперечного сечения штанг, м²; ρ – плотность жидкости внутри колонны.

Внутреннее давление $p_{вн}$ определяется как разность гидростатических давлений внутри колонны и за колонной насосно-компрессорных труб.

На участке колонны от устья до динамического уровня жидкости в скважине внутреннее давление изменяется пропорционально длине участка:

на участке $0 < l < L_d$ $p_{вн} = \rho g l$;

на участке $L_d < l < L$ $p_{вн} = \rho g L_d$,

где l – расстояние до рассматриваемого сечения.

3. Методика расчета колонны НКТ

Диаметр и длину НКТ выбирают с учетом условий эксплуатации и технологических ограничений: динамического уровня, отбора жидкости из скважины, давления насыщения нефти газом и др.

Общая глубина спуска насоса

$$L = L_d + p_{п}/\rho g, \quad (5.36)$$

где L_d – динамический уровень жидкости в скважине, м; $p_{п}$ – давление на приеме насоса (или давление насыщения), Па.

Длину секций колонны НКТ определяют из условия прочности на растяжение. Стрэгивающие $Q_{ст}$ и растягивающие $Q_{т}$ нагрузки рассчитывают по формулам:

$$Q_{\text{ст}} = \pi D_{\text{ср}} b_{\text{т}} \sigma_{\text{т}} 10^{-3} / [1 + \eta D_{\text{ср}} / 2l_{\text{р}} \text{ctg} (\alpha + \varphi)]; \quad (5.37)$$

$$Q_{\text{т}} = \pi D S \sigma_{\text{т}} 10^{-3}, \quad (5.38)$$

где $D_{\text{ср}}$ – средний диаметр сечения по впадине 1-го витка резьбы (в основной плоскости), мм; $b_{\text{т}}$ – толщина стенки трубы по впадине того же витка резьбы, мм; $\sigma_{\text{т}}$ – предел текучести материала труб, МПа; η – коэффициент разгрузки, $\eta = b_{\text{т}} / S + b_{\text{т}}$; $l_{\text{р}}$ – длина резьбы с полным профилем (до основной плоскости), мм; α – угол между опорной поверхностью резьбы и осью трубы, равный 60° ; φ – угол трения, принимаемый в расчетах, равный 7° ; S – толщина стенки трубы, мм.

Средний диаметр сечения по впадине 1-го витка резьбы

$$D_{\text{ср}} = D - 2h - b_{\text{т}},$$

где D – наружный диаметр трубы, мм; h – глубина резьбы, мм.

Критическая длина колонны, при которой происходит потеря устойчивости нижнего участка,

$$l_{\text{кр}} = 2,55 [El_0(q + q_{\text{л}} + q_{\text{ж}})^2]^{1/3} / \Upsilon_{\text{ж}}(F_{\text{пл}} - F_{\text{л}}), \quad (5.39)$$

где $l_0 = \pi / 64 (D^4 - d^4) + ab^3 / 12$ – осевой момент инерции труб и ленты, м^4 ; q – вес 1 м трубы, Н/м; $q_{\text{л}}$ – вес 1 м ленты, Н/м; $q_{\text{ж}} = \Upsilon_{\text{ж}}(F_{\text{т}} - F_{\text{л}})$ – вес жидкости внутри колонны труб, Н/м ($F_{\text{т}}$ – площадь проходного канала труб, м^2); $F_{\text{пл}}$ – площадь плунжера, м^2 ; $F_{\text{л}}$ – площадь сечения ленты, м^2 ; D , d – наружный и внутренний диаметры труб, м; a – ширина ленты, м; b – толщина ленты, см.

Если $L > l_{\text{кр}}$, то для повышения устойчивости целесообразно в нижней части колонны устанавливать толстостенные трубы или применять хвостовик. Вес хвостовика, при котором $L = l_{\text{кр}}$, определяют из выражения

$$Q_{\text{хв}} = \Upsilon_{\text{ж}}(F_{\text{пл}} - F_{\text{л}})L - 2,55 [El_0(q + q_{\text{л}} + q_{\text{ж}})^2]^{1/3}. \quad (5.40)$$

При $L > l_{\text{кр}}$ длина искривленного участка

$$l_{\text{и}} = 4,65 [El_0 / (q + q_{\text{л}} + q_{\text{ж}})]^{1/3}. \quad (5.41)$$

Чтобы обеспечивать устойчивость и прямолинейность по всей длине колонны, наибольшее значение

$$Q_{\text{хв}} = (F_{\text{пл}} - F_{\text{л}}) \Upsilon_{\text{ж}} L. \quad (5.42)$$

Для наклонно направленных и искривленных скважин расчет колонн НКТ производится по вышеприведенным формулам, как и для вертикальных скважин, но при коэффициенте запаса прочности

$$n_1^1 = n_1 / (1 - n_1 C_0 \alpha), \quad (5.43)$$

где $n_1 = 1,3$ – нормативный коэффициент запаса прочности; α – интенсивность искривления, град/10 м;

$$C_0 = ED_{\text{нкт}} / 2 \cdot 573 \sigma_T, \quad (5.44)$$

здесь E – модуль упругости, МПа (для стали $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа); $D_{\text{нкт}}$ – наружный диаметр трубы, м; σ_T – предел текучести, МПа.

Таблица 5.1

Характеристики ЛМП

Толщина и ширина, мм	Площадь поперечного сечения, мм ²	Масса 1 м, кг/м	Толщина и ширина, мм	Площадь поперечного сечения, мм ²	Масса 1 м, кг/м
2 × 45	90	0,7065	3,5 × 45	157,5	1,2364
2,5 × 45	112,5	0,8831	3,5 × 95	332,5	2,6101
3,0 × 50	150	1,1775	3,2 × 50	160	1,2560

При расчете конкретной колонны следует использовать данные определенного месторождения. Геометрические и весовые характеристики ленты приведены в табл. 5.1.

Плунжер ДНУ – один из основных элементов ДНУ с ЛМП, от которого зависит работоспособность и надежность установки [172]. Поэтому работы по его совершенствованию продолжаются. Эффективность работы плунжера определяли экспериментальным путем.

В процессе опытных работ было изучено влияние конструктивных факторов на степень перекрытия внутренней полости насосно-компрессорных труб уплотнительным элементом плунжера – пакером, а также проверялась герметизирующая способность пары плунжер – НКТ.

Для исследования был выбран плунжер (рис. 5.12), который состоит из верхней присоединительной головки 1, уплотнительных элементов-пакеров 2, нагнетательного клапана 3 и нижней присоединительной головки 4.

Схема уплотнительного элемента-пакера приведена на рис. 5.13.

На герметизирующую способность пакера оказывают влияние толщина и количество поперечных перегородок, расстояние между перегородками и соосность пакера и трубы. В разработанной конструкции пакера для насосно-компрессорных труб диаметром 60 и 73 мм принято пятикратное перекрытие потока жидкости с расстоянием между перегородками 8 и 15 мм.

Результаты стендовых испытаний показали, что при изменении угла наклона НКТ в пределах от 0 до $1^{\circ} 20'$ утечки через пакер увеличиваются по линейному закону с темпом 0,3 % утечек на $1'$ угла наклона.

При дальнейшем увеличении наклона пакера утечки резко возрастают. Для прямолинейной колонны труб и разработанной конструкции плунжера длинноходового насоса коэффициент подачи насоса изменяется в зависимости от скорости подъема плунжера (табл. 5.2), а максимальный угол наклона и утечки жидкости зависят от длины плунжера.

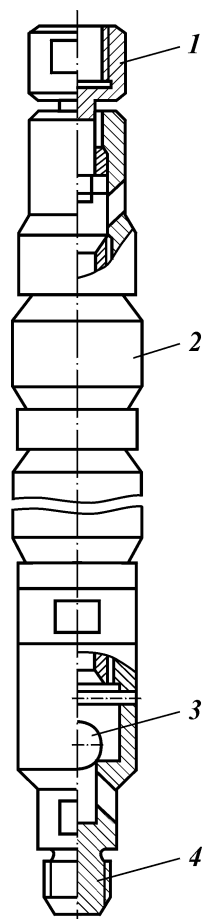
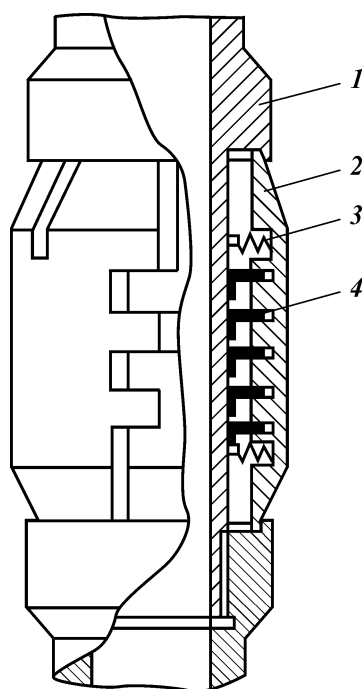


Рис. 5.12. Схема плунжера ДНУ с ЛМП

Рис. 5.13. Схема уплотнительного элемента – пакера ДНУ с ЛМП:

1 – корпус; 2 – вкладыш; 3 – пружины; 4 – перегородки



Длина плунжера, мм	200	1000	1400	2000	2600
Угол наклона плунжера к оси трубы	1° 36'	0° 19'	0° 11'	0° 9'	0° 7'
Утечки жидкости, %	18,50	7,0	4,0	3,2	2,6

Обработка данных стендовых испытаний позволила получить общие аналитические выражения для расчета утечек в виде

$$Q_{\text{ут}} = f_{\text{ш}}(2\Delta p / \rho \xi N)^{0,5}, \quad (5.45)$$

где Δp – перепад давления на пакере; ρ – плотность жидкости; N – число пакеров в плунжере; ξ – безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления одного пакера; $f_{\text{ш}}$ – площадь трубы. (Для пакера диаметром 62 мм $\xi = 18\,400$.)

Таблица 5.2

Зависимость коэффициента подачи насоса от скорости подъема плунжера

Скорость подъема плунжера, м/с	Перепад давления, МПа	Число пакеров в плунжере	Коэффициент подачи насоса
0,6	4,0	7	0,78
		14	0,85
		21	0,88
	8,0	7	0,70
		14	0,78
		21	0,82
	12,0	7	0,62
		14	0,73
		21	0,78
	4,0	7	0,89
		14	0,92
		21	0,94
1,2	8,0	7	0,85
		14	0,89
		21	0,91
	12,0	14	0,87
		21	0,89
	4,0	14	0,92
		21	0,94
	8,0	7	0,85

Уплотнение плунжера в трубах достигается прижатием уплотнительных элементов – вкладышей 2 к внутренней стенке трубы под действием пружин 3 (см. рис. 5.13). Образующиеся при выдвигании уплотнительных элементов боковые щели между ними перекрываются поперечными выступами вкладышей 2, выдвигающихся из продольных пазов под действием пружин 3. Рассмотренная конструкция плунжера изготовлена и внедрена в ОАО "Оренбургнефть".

В табл. 5.3 приведено насосное оборудование опытного участка, где внедрен описанный выше плунжер. Видно, что в скважины, оборудованные ДНУ, как правило, спускают два 4-модульных плунжера диаметром 50 мм, между плунжерами устанавливают колонну штанг диаметром 19 мм и длиной 120–160 м. Колонны штанг между плунжерами играют роль утяжелителя для плунжера. Такое расположение плунжеров позволяет получить коэффициент подачи насоса для 4-модульного плунжера до 0,76–0,80.

Подача насосов на опытном участке от 10 до 40 м³/сут; длина хода плунжера 90–100 м, продолжительность хода вверх 80–190 с, вниз 180–240 с. Продолжительность паузы между ходами вверх и вниз составляет от 6 до 600 с, число циклов за сутки 150–270.

Продолжительность работы предложенных плунжеров в скважине достигла более 1,5 лет, после чего их заменяют.

При большом количестве плунжеров в скважинном насосе сила трения доходит до 100 Н.

Таблица 5.3

Характеристика насосного оборудования опытной установки

Номер скважины	Тип ленты	Тип глубинного оборудования
101	ДНУ с ЛМП ВНИИМетмаша	Лента из стали марки 30ХГСА сечением 45×3,5 мм термообработанная, два плунжера 4-модульные диаметром 50 мм, 15 штанг Ш19, лента длиной 1000 м
304	То же	Лента из стали марки ЧС-38 сечением 50×3,0 мм термообработанная, два плунжера 4-модульные, 10 штанг Ш19
776	"	Лента из стали марки ЧС-38 термообработанная сечением 50×3,0 мм, два плунжера 4-модульные, 25 штанг Ш19
274	"	Лента из стали сечением 45×35 мм, один плунжер 4-модульный, 10 штанг Ш19, лента длиной 1100 м
777	ДНУ с ЛМП "Лидан инжиниринг"	Лента из стали марки 30 ХГСА сечением 50×3,0 мм, два плунжера 4-модульные, 20 штанг Ш19, лента длиной 1060 м
779	То же	Лента из стали марки ЧС-44 сечением 45×3,5 мм, два плунжера 4-модульные, 20 штанг Ш19, лента длиной 1060 м

Наработка плунжера диаметром 50 мм составила 738 сут, а плунжера диаметром 62 мм – 502 сут (скв. 777).

В ходе исследований:

установлено влияние толщины поперечных перегородок, их количества, а также расстояния между перегородками и соосности пакера и трубы на утечки жидкости между пакером и НКТ;

проведена серия опытов по выявлению герметизирующей способности плунжера, собранного из ряда последовательно размещенных пакеров;

разработана и внедрена специальная конструкция плунжера глубинного насоса, обеспечивающего сохранение герметичности пары поршень – цилиндр до полного износа уплотнительных элементов, выполненных из износостойких и прочных материалов;

практика показала, что в скважины, оборудованные ДНУ с ЛМП, лучше спускать по два 4-модульных плунжера с установкой между плунжерами колонны штанг длиной 120–160 м.

5.10. КОНСТРУКЦИЯ КЛАПАННОГО УЗЛА

Нагнетательный клапанный узел ДНУ с ЛМП состоит из следующих основных элементов (рис. 5.14): корпуса клапанной коробки 4, седла 6, шарового клапана 5, нижней присоединительной головки 7, окон 8 для входа жидкости в надклапанную зону, ограничителя перемещения шарового клапана в клапанной коробке 3, груза 10 для перемещения плунжера с нагнетательным клапаном вниз, шплинтового соединения плунжера с грузом 9 и верхнего соединения клапанного узла с полым корпусом пакера 1 с установленными на нем подпружинными плашками 2 с перегородками.

5.11. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДНУ С ГИБКИМ ТЯГОВЫМ ЭЛЕМЕНТОМ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ДНУ НА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОМ ЭТАПЕ

Первый опытный образец ДНУ с ЛМП был установлен на скв. 259 Покровского месторождения в 1977 г. Скважина имела следующую характеристику: диаметр обсадной колонны 168 мм; глубину скважины 2360 м; обводненность продукции 99 %; статический уровень 148 м; коэффициент продуктивности 1–6 м³/(сут·МПа); плотность пластовой жидкости 1132 кг/м³.

В скважину были спущены НКТ диаметром 73 мм с райбированными торцами, проверенные шаблоном диаметром 60 мм. Приемный клапан был установлен на глубине 798 м. На штангах длиной 192 м был спущен плунжер, затем прикреплен лента 0,8×50 мм и с помощью самой установки произведен дальнейший спуск плунжера до глубины 780 м.

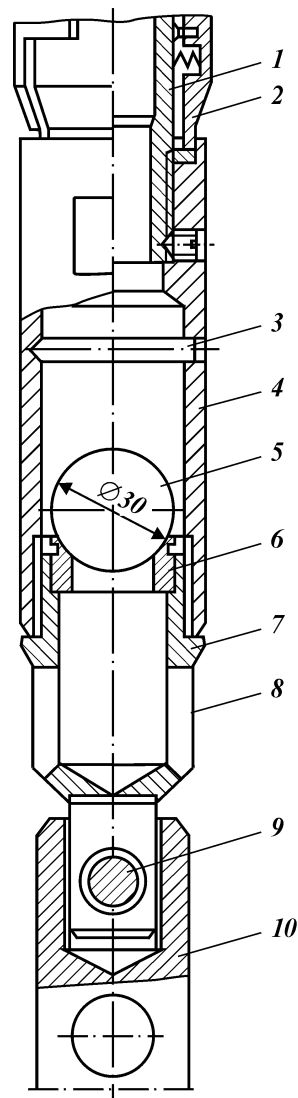
Первое испытание установки в автоматическом режиме при длине хода 95 м показало возможность проведения детальных исследований ее работы. Наблюдалась интенсивная подача жидкости в замерную емкость при сравнительно спокойных режимах работы установки.

В процессе испытаний проводилось изменение скорости подъема плунжера в пределах от 0,41 до 1,77 м/с. Продолжительность одного цикла изменялась от 2 мин 34 с до 5 мин 40 с.

Подача жидкости в сутки достигла 170 м³, за один цикл – 0,296 м³.

Применявшаяся в первых испытаниях лента имела вторую группу прочности ($\sigma_b = 1600 \div 1900$ МПа). Испытания образца этой ленты на разрывной машине показали: $\sigma_b = 1850$ МПа, предельная нагрузка 75 кН. Однако в ходе испытаний после 20-суточной работы установки произошел обрыв ленты в месте заделки нижнего конца при нагрузке около 20 кН. По внешнему виду излома разрушение носило усталостный характер. В дальнейшем испытания на скважине продолжались при других длинах хода на различных режимах работы. Использовались термически обработанные ленты размером 0,8×50 и 1,0×50 мм из стали марки 65Г заводского изготовления. В ходе испытания была установлена достаточно высокая надежность работы ДНУ с ЛМП. Вместе с тем обнаружены и некоторые недостатки. При работе установки с заводской лентой происходит обрыв ее после 500–4000 циклов. Термический отпуск ленты при 500 °С позволил существенно повысить ее работоспособность.

В процессе испытаний были отмечены три отказа, связанные с обрывом клиновых ремней на приводе и выходом из строя деталей станции управления. После 196 сут работы установка была демонтирована в связи с переходом на испытания ДНУ с ЛМП в малообводненной скважине. Испытаниями установлено также, что уплотнение устья



5.14. Нагнетательный клапан

скважины обычным способом с помощью мягкой набивки, прижимаемой сверху грунтовой, не обеспечивает требуемой герметичности.

Испытание модифицированного опытного образца ДНУ производилось на скв. 785 Бобровского месторождения. Продукция скважины была обводнена на 15 % (по объему), статический уровень находился на глубине 440 м.

Наземный привод опытного образца не имел направляющего ролика. Бобина размещалась непосредственно над устьем скважины, а редуктор и двигатель были закреплены на раме, которая могла быть отодвинута в случае подземного ремонта скважины. Направляющим устройством для входа ленты в сальник служил каток диаметром 180 мм.

Максимальная глубина спуска плунжера составляла около 570 м.

Испытание установки проводилось на следующих режимах: длина хода плунжера 86–104 м; интервал движения 432–536 м; длительность цикла 4,3–4,6 мин.

За время испытания отмечены случаи отключения установки из-за дефектов в станции управления. Ни одного обрыва ленты не наблюдалось.

После усовершенствования привода испытания ДНУ с ЛМП проводились на скв. 726 Покровского месторождения. Новый опытный образец ДНУ не имел принципиальных отличий от предыдущих конструкций. Скважина оборудована эксплуатационной колонной диаметром 146 мм, насосно-компрессорными трубами диаметром 60 мм, плунжером под трубу диаметром 60 мм. Обводненность продукции 34 %, статический уровень 450 м. Тяговый элемент был собран из трех кусков ленты, соединенных клиновыми зажимами. Верхний и средний участки ленты имели толщину 1,0 мм, нижний – 0,8 мм. Все рулоны ленты были термообработаны. Максимальная глубина спуска плунжера 910 м.

Установка была запущена в работу со следующими рабочими параметрами: длина хода плунжера 238 м; интервал движения плунжера 672–910 м; продолжительность цикла 12,5 мин; теоретическая подача насоса 86 м³/сут.

Подача жидкости осуществлялась в сборную линию с обратным клапаном. Дебит скважины контролировался на замерной установке и составлял 72 м³/сут. Через 9 сут работы произошел обрыв ленты в верхнем зажиме среднего куска ленты. В месте обрыва обнаружено сужение ленты от 50 до 44–46 мм.

В связи с обрывом ленты была уменьшена нагрузка на тяговый элемент за счет спуска НКТ меньшего диаметра и плунжера под этот лифт. Подвеска плунжера включала штанги диаметром 19 мм, длиной 152 м и три куска ленты 1,0×50 мм длиной 210, 660 и 107 м, соединенных между собой клиновыми зажимами.

Опробование установки проводилось в следующем режиме: длина хода плунжера 88 м; продолжительность цикла 4,5 мин; подача насоса 59 м³/сут.

Через 30 сут подача жидкости прекратилась. Произведенный подземный ремонт показал, что произошел отворот плунжера от полуштанги.

К середине 1995 г. ДНУ с ЛМП были смонтированы на скв. 101, 776, 274, 304, 777, 779 Покровского месторождения. Отечественные приводы были смонтированы на скв. 101, 274, 304, 776. На ДНУ с ЛМП использована металлическая лента размером 1,5×45 мм из стали марки 30ХГСА. Нарботка ленточного механизма подъема без обрыва достигла 7010 ч (292 сут). Ленточные элементы выдержали до 19 271 рабочего цикла.

СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ИСПЫТАНИЯ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК

ОАО "Оренбургнефть" совместно с ВНИИнефтью и другими организациями в течение ряда лет проводит промышленные испытания различных конструкций длинноходовых насосных установок. На 01.01.95 г. в эксплуатации находились шесть ДНУ, имеющих на четырех скважинах механические и на двух скважинах гидравлические приводы.

Плунжеры ДНУ представляют собой многосекционные подпружиненные уплотнительные элементы, закрепленные на специальной трубе, снабженной стандартным клапаным узлом от скважинного плунжерного насоса. В качестве цилиндра насоса используется колонна НКТ (60×5 или 73×5,5). Испытаны два типа плунжеров диаметром 50 и 62 мм. На подвеске стальной ленты одновременно были установлены два и более плунжера, которые находились на расстоянии 100–500 м друг от друга. Число плунжеров на одной подвеске определяется потребным напором насоса и длиной подвески.

Количество груза под плунжерами для преодоления силы трения определяли исходя из значения суммарной силы трения, действующей на плунжеры. В качестве груза использовали обычные насосные штанги диаметром 19 мм в количестве 15–20 шт.

Тяговым элементом установки служила стальная лента сечением 45×2, 45×3, 45×3,5 или 50×3, изготовленная из стали марки 30ХГСА. Длина ленты в одной бобине составляла 1100 м.

Испытаны устьевые сальники трех типов, уплотнительные элементы которых поджимались к движущейся ленте усилием пружины или давлением откачиваемой жидкости.

Для приема и перемотки ленты с ДНУ были изготовлены агрегаты на шасси автомобиля КраЗ, зажимы ленты, устройство для соединения ленты со штангой и другие приспособления, необходимые для обслуживания ДНУ. С целью выявления микротрещин на ленте на ремонтной базе перед вывозом ее на скважину производили дефектоскопию на специальном стенде. Для оценки переменного усилия на тяговом механизме был сконструирован прибор, позволяющий фиксировать изменения усилия во времени на динамограмме и визуально наблюдать за нагрузкой.

Измерение энергетических параметров производили с помощью комплекта стандартных измерительных приборов. Уровень жидкости в скважине определяли прибором СКУ-1.

Замер производительности ДНУ через установку "Спутник" не вызывает каких-либо затруднений, но следует учесть, что продолжительность замера должна быть кратной целому числу продолжительности одного цикла работы ДНУ. Следовательно, для проведения замеров дебита данной скважины необходимо знать продолжительность одного цикла работы ДНУ.

При исследовании работы установки с механическим приводом (скв. 776) специальным приемом динамометрирования были выявлены силы трения в системе труба – плунжер – лента при ходе вверх и вниз, а также в устьевом сальнике. На динамограммах сумма сил трения при ходе вверх двух плунжеров диаметром 50 мм, каждый из которых составлен из четырех элементных подпружиненных (пакерных) уплотнений, а также ленты, достигала 3,21–3,74 кН, а при ходе вниз – 2,5–2,67 кН, на устьевом сальнике 0,6–0,7 кН. Значительное превышение суммы сил трения при ходе плунжера вверх над суммой сил трения при ходе плунжера вниз означает, что уплотнительные элементы (пакеры) плунжера прижимаются к стенке цилиндра (насосно-компрессорной трубы) не только за счет усилия пружины сжатия, но и за счет разности давления жидкости по обе стороны уплотнительного элемента.

При запуске ДНУ в работу колебаний нагрузки на ленту тягового механизма не возникает. Максимальная нагрузка на ленту ДНУ с механическим приводом достигается через 2–2,5 с после запуска, а на установке с гидравлическим приводом – через

3–4 с. Это означает, что установка с гидравлическим приводом более эффективна для работы ленточного тягового механизма. На такой установке предусмотрена возможность плавного регулирования скорости движения плунжера от 0 до 1,5 м/с как при ходе вверх, так и при ходе вниз, а также плавного регулирования длины хода плунжера. ДНУ с механическим приводом имеет одну скорость движения плунжера вверх, но при этом возможно плавное регулирование длины хода плунжера путем изменения положения конечных выключателей.

При эксплуатации ДНУ с механическим приводом было выявлено, что по показаниям счетчиков активной энергии и ваттметра при ходе плунжера вниз происходит генерация активной мощности. Это связано с тем, что скорость движения плунжера вниз соответствует режиму свободного падения в жидкости, что приводит к увеличению числа оборотов ротора асинхронного электродвигателя по сравнению с его номинальным значением. В данном случае электродвигатель работает в режиме асинхронного генератора с выдачей в сеть активной мощности и потреблением реактивной. Наличие такого режима работы несколько ухудшает средневзвешенный коэффициент мощности установки. Значение генерируемой и выдаваемой в сеть электроэнергии для ДНУ с механическим приводом составило от 7,6 до 10,4 % потребляемой. Однако при эксплуатации ДНУ с гидравлическим приводом (установка фирмы "Лидан инжиниринг", Швеция) при ходе плунжера вниз генерации активной мощности в электродвигателе с выдачей ее в электросеть не выявлено. Длинноходовая насосная установка производства этой фирмы является механизмом с гидравлическим объемным приводом и предназначена для применения в качестве привода плунжера скважинного насоса с длиной хода до 200 м. Емкость барабана этой установки рассчитана на 1500 м стальной ленты сечением 45×3,5. Гидромоторный привод с рабочим колесом и тормозной системой скомпонованы в одном передвижном блоке, установленном на фундаменте с двумя направляющими рельсами. Максимальное натяжение гидропривода 120 кН.

В зависимости от характеристики скважины, обслуживаемой данной установкой, рабочий цикл привода насоса может быть запрограммирован для выполнения работы в автоматическом режиме с установленными параметрами длины хода, скорости спуска и подъема, времени переключения при реверсировании, времени выдержки плунжера насоса в крайних положениях. По мере приобретения опыта эксплуатации и навыков исследования

работы ДНУ стало возможным сравнить работу этих установок различных типов и выявить общие закономерности.

Длина хода плунжеров насосов (табл. 5.4) обеспечивала их работу в погружном состоянии под динамическим уровнем жидкости в скважине. Видно, что ДНУ работали в большом диапазоне подачи насоса – от 2 до 82 м³/сут. При малых подачах насоса (менее 5 м³/сут) резко увеличивается удельный расход электроэнергии на подъем 1 т жидкости и снижается коэффициент подачи насоса. Удельный расход электроэнергии возрастает при снижении уровня жидкости в скважине и при отложении парафина и смол в подъемной трубе (скв. 777). Длинноходовые насосные установки обеспечивали достаточно высокий коэффициент подачи насоса от 0,55 до 0,79. Среднее значение удельных затрат электроэнергии при подъеме жидкости при динамическом уровне от 630 до 850 м с помощью ДНУ составляет 6,1–7,0 кВт·ч/т. В этом же интервале уровней жидкости в скважине на подъем также 1 т жидкости с помощью стандартного станка-качалки удельные затраты электроэнергии по данным ОАО "Оренбургнефть" составили 7,64 кВт·ч/т.

Конструкцией ДНУ с механическим и гидравлическим приводами предусмотрена возможность передвижения плунжера в ручном режиме в интервале хода и до устья скважины. При эксплуатации ДНУ эта возможность использовалась для очистки от парафиносмолистых отложений стенки подъемной трубы. Однако ступенчатая колонна подъемных труб диаметром 60 или 73 мм не позволяет выполнить эту операцию в полном объеме. На скважинах, оборудованных ДНУ, использовалась также дозированная подача химического реагента через затрубное пространство. Не приводя данных о наработках и отказах, укажем, что срок службы плунжера для ДНУ и стальной ленты к ней соизмерим со сроком службы скважинного штангового насоса.

При эксплуатации ДНУ был выявлен также ряд недостатков, в том числе:

отсутствие надежной конструкции уплотнения движущейся стальной ленты в устьевом сальнике (быстрый износ уплотнительных элементов и неполное снятие нефтяной пленки с поверхности стальной ленты);

Таблица 5.4

Сравнительная таблица показателей работы ДНУ и ШСНУ

Номер скважины	Типоразмер установки	Подача насоса, м ³ /сут	Длина хода плунжера, м	Расход активной электроэнергии, кВт·ч/сут	Уровень жидкости в скважине, м	Удельный расход электроэнергии на подъем жидкости, кВт·ч/т	Коэффициент подачи насоса	КПД установки, %
777	8СК, насос НСН2Б-57	21,84	3,0	91,6	620	4,93	0,516	38,0
316	8СК, насос НСН2Б-44	13,60	1,8	100,8	840	7,64	0,565	33,7
777	Установка фирмы "Лидан инжиниринг", два плунжера диаметром 50 мм	36,25	95,0	189,6	630	6,10	0,780	31,3
		27,54	95,0	194,4	615	7,84	0,585	21,8
		28,60	95,3	201,6	855	7,0	0,618	25,5
274	ДНУ конструкции ВНИИнефти, два плунжера диаметром 50 мм	47,60	134,50	319,7	800	6,28	0,550	34,8
280	ДНУ конструкции ВНИИметмаша, два плунжера диаметром 50 мм	82,3	119,6	550,4	795	6,11	0,791	38,6
101	То же	3,87	78,2	24,0	750	8,1	0,237	27,0
		10,50	103,2	108,0	810	11,1	0,370	19,7
		6,44	115,0	43,2	849	7,45	0,200	33,6
779	Установка фирмы "Лидан инжиниринг", два плунжера диаметром 50 мм	59,8	100–30	190,8	372–500	3,65	–	43,7
Примечание. При работе на скв. 777 установки фирмы "Лидан инжиниринг" отмечено отложение парафина.								

недостаточная герметичность многосекционного плунжера при малой скорости движения вверх (менее 0,5 м/с);

повышенные вибрация и шум установки с механическим приводом.

Опыт эксплуатации позволил установить следующие особенности работы ДНУ:

существующие конструкции ДНУ с гидравлическим и механическим приводами, находящиеся в эксплуатации в ОАО "Оренбургнефть", вполне применимы для подъема жидкости из скважин с дебитом от 5 до 100 м³/сут;

при эксплуатации ДНУ с оптимальным погружением плунжера под динамический уровень жидкости обеспечивается достаточно высокий коэффициент подачи насоса от 0,55 до 0,79;

Удельные затраты электроэнергии на подъем 1 т жидкости с помощью ДНУ при сопоставимых условиях на 0,64–1,5 кВт·ч/т меньше по сравнению с ШСНУ.

ДНУ с гидравлическим приводом имеет определенные преимущества перед ДНУ с механическим приводом (возможность бесступенчатого регулирования скорости движения плунжера, бесшумная работа, малая вибрация установки).

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОТДЕЛЬНЫХ УЗЛОВ ДНУ

Устьевое уплотнение ленточного тягового элемента. Обычные сальниковые устройства для эксплуатации штанговых насосов не могут быть использованы для герметизации ленточного тягового элемента в длинноходовой насосной установке. Основные трудности уплотнения ленты возникают из-за наличия острых кромок, которые за короткое время прорезают эластичный уплотнительный элемент, нарушают его целостность и соответственно герметичность.

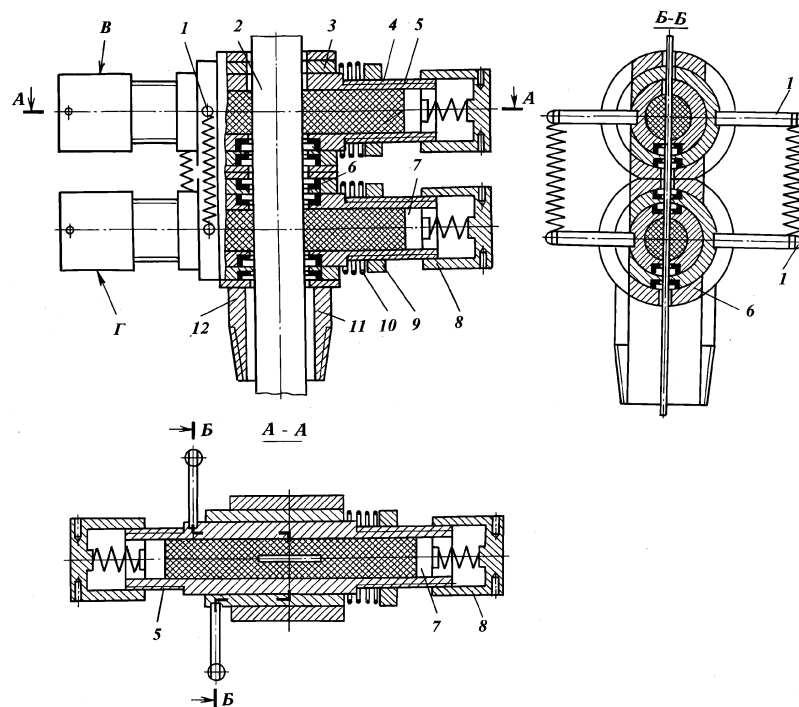


Рис. 5.15. Уплотнитель ленты ДНУ с ЛМП:

1 – рычаги; 2 – лента; 3, 4 – цилиндрические втулки; 5 – уплотнительный элемент; 6 – манжета; 7 – подпружиненные поршни; 8, 9 – нажимные гайки; 10 – пружина продольного перемещения; 11 – резьба соединения с устьевым оборудованием; 12 – корпус с уплотняющими блоками В и Г

В ОАО "Оренбургнефть" разработано новое устьевое уплотнение движущегося возвратно-поступательно гибкого элемента – ленты ДНУ [31].

На рис. 5.15 схематически изображено уплотнение ленты длинноходовой глубинно-насосной установки.

Уплотнение работает следующим образом. При движении ленты 2 уплотнительный элемент 5 сжимается в замкнутой камере, образованной внутренними поверхностями втулок 3 и 4, подпружиненными поршнями 7. Усилие сжатия регулируется гайкой 8, при этом происходит уплотнение ленты по всему ее периметру. Поворотные пружины, постоянно воздействуя на рычаги 1, вращают втулки 3 и 4 навстречу друг другу до контакта с лентой по ее ширине, крутящий момент регулируется

изменением длины рычагов 1 в зависимости от конкретных условий скважины.

Одновременно пружины 10 продольного перемещения сдвигают втулки 3 и 4 вдоль оси вращения до контакта с лентой по ее толщине с усилием, регулируемым с помощью нажимных гаек 9, замыкая камеру, образованную внутренними поверхностями втулок 3 и 4, с уплотняющим элементом по периметру ленты и автоматически копируя изменение ее сечения по ширине и толщине, тем самым препятствуя выносу уплотняющего элемента за пределы замкнутой камеры. При этом втулки 3 и 4 герметично разобщены между собой и корпусом 12 манжетами 6.

Уплотняющий блок совершает в корпусе 12 возвратно-поступательные движения, воспринимая поперечные колебания ленты, возникающие в процессе ее движения, и уменьшая их разрушающее влияние на уплотняющий элемент.

В результате такого исполнения устройства обеспечивается постоянный контакт с лентой втулок уплотняющего блока. Поджатие уплотняющего элемента осуществляется по толщине ленты, повышая надежность уплотнения в местах наибольшего его износа. Это увеличивает долговечность и надежность работы уплотнения.

Узел приемного клапана. Наличие "паузы" в работе установки приводит к накоплению газа, выделяющегося из нефти в приемном клапанном узле в полости подзапорного органа. Накапливающийся газ в начале хода плунжера вверх прорывается в цилиндр насоса. Это явление повторяется в каждом цикле работы. Попадание газа в цилиндр снижает коэффициент подачи насоса. На динамограммах работы ДНУ четко выявляется влияние газа на наполнение цилиндра насоса.

Известные шаровые клапаны и седла клапанов штанговых насосов не обеспечивают отвод газа при закрытом положении запорного органа.

Известно несколько конструкций газосепараторов для уменьшения влияния газа на работу погружных насосов. Однако они неудобны для применения и малоэффективны.

В ОАО "Оренбургнефть" были предложены новые технические решения по усовершенствованию клапанных узлов [172], позволяющие уменьшить влияние газа на работу насоса.

Конструкция узла приемного клапана приведена на рис. 5.16.

Клапанный узел состоит из корпуса 2, где размещен тарельчатый запорный орган 5 с седлом 6, являющимся переводной втулкой. Стержень 1 тарельчатого клапана скользит в отверстии направляющей втулки 3, где предусмотрены

специальные канавки для отводов механических примесей, попавших в кольцевой зазор между подвижным стержнем и отверстием втулки. На уровне запорного органа в седле предусмотрены радиальные каналы 8.

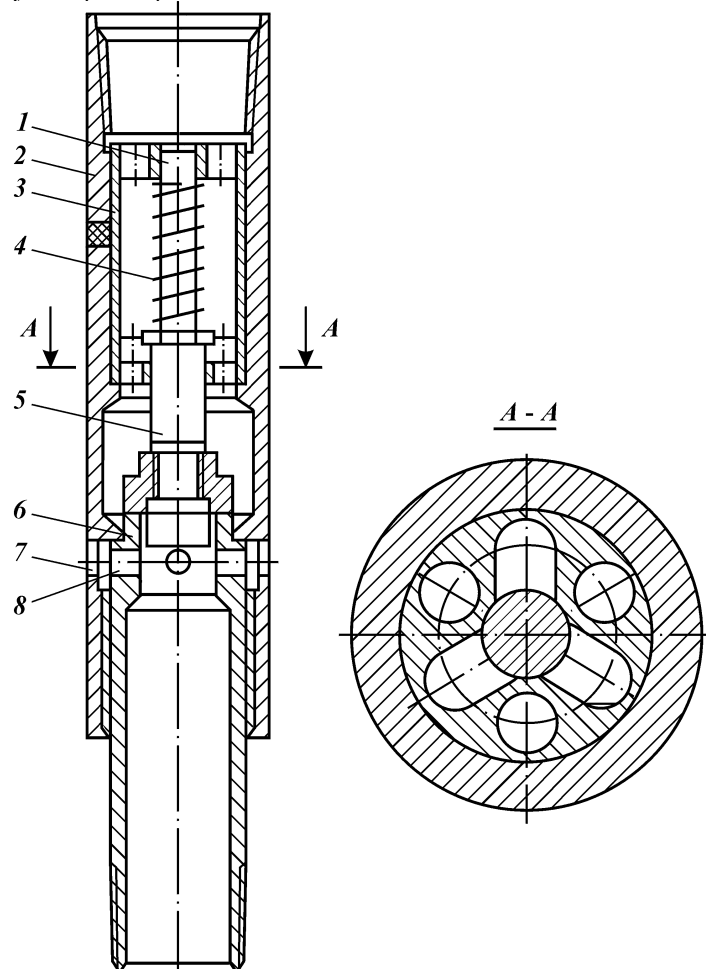


Рис. 5.16. Приемный клапанный узел

В корпусе клапанного узла на том же уровне также выполнены радиальные каналы 7.

При промысловых испытаниях такого клапана без пружины был зафиксирован случай невыпадения запорного органа на

седло. При осмотре выявлено, что запорный орган, прилипший к направляющей втулке и замазанный густой вязкой массой асфальтосмолопарафиновых отложений, находится в верхнем положении.

В дальнейшем для посадки на седло тарельчатый клапан был снабжен пружиной 4.

Клапан работает следующим образом. При ходе плунжера вниз тарельчатый запорный орган находится на седле и перекрывает проход жидкости. При этом газ, выделяющийся из нефти под запорным органом, по радиальным каналам отводится в затрубное пространство скважины. Отвод газа из-под запорного органа обеспечивает более полное заполнение цилиндра жидкостью при ходе плунжера вверх. Кроме того, использование тарельчатого клапана позволяет увеличить площадь проходного сечения каналов для жидкости примерно в 2 раза. При этом поперечный размер корпуса клапанного узла не увеличивается по сравнению со стандартным размером насоса применяемого типа. На плотность посадки тарельчатого клапана наклон насоса практически не оказывает влияния.

Клиновой зажим ленты. Соединение ленты с грузом или плунжером ДНУ производится с помощью специального клинового зажима. Виды присоединительных устройств для тяговой ленты описаны в работе [172].

В промышленных условиях постоянно совершенствуются различные конструкции зажимов ленты.

На рис. 5.17 показано клиновое устройство для зажима ленты, состоящее из корпуса 3 с клиновым отверстием, клина 4, ленты 1 и стакана 2 (предохранительное кольцо).

Под нагрузкой лента затягивает клин в отверстие корпуса. Стакан не позволяет корпусу перемещаться.

Следует отметить, что лента на выходе из конусного отверстия испытывает дополнительный изгиб в месте защемления клином. Были отмечены случаи обрыва ленты на выходе из клинового зажима.

В связи с этим была предложена другая конструкция зажима ленты и присоединения ее к плунжеру (рис. 5.18).

Зажим ленты состоит из двух элементов. В первом элементе конец ленты 1 двумя клиньями 2 зажимается в продольном канале втулки 6 и затягивается установочным винтом 5. Положение конца ленты с приваренными пластинками 4 фиксируется и регулируется в сквозном канале 3 втулки 6.

Во втором элементе зажима ленты ниппель 11 ступенчатой формы с резьбой 12 для муфты штанги закрепляется подвижно внутри переводной втулки 10 с помощью цилиндрической гайки

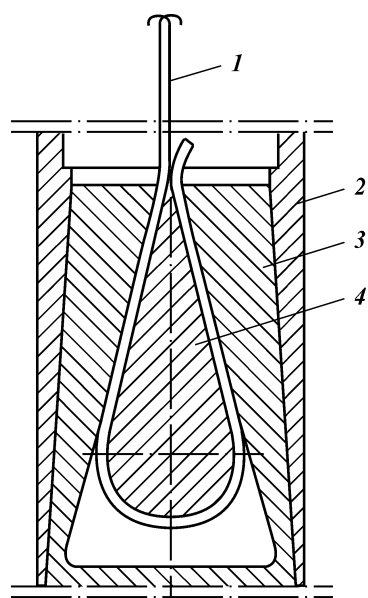


Рис. 5.17. Клиновое устройство для зажима ленты

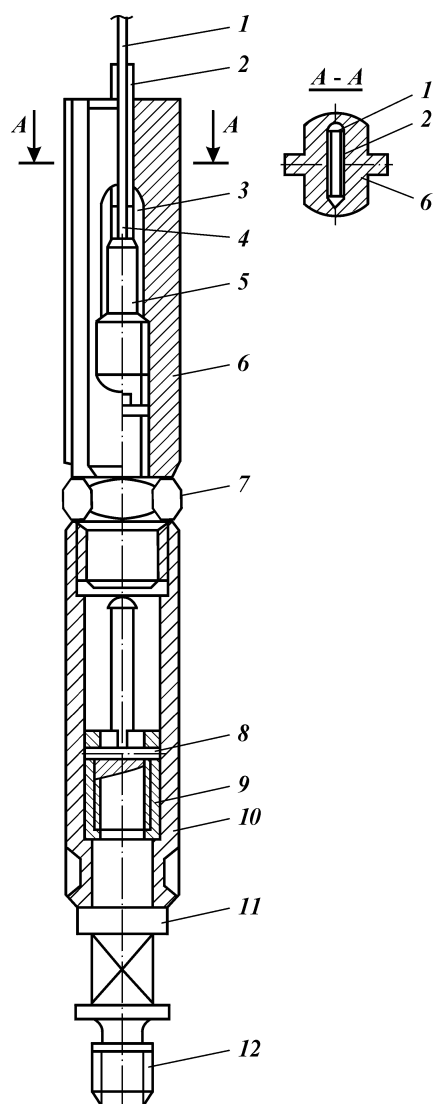


Рис. 5.18. Зажим ленты и присоединение ее к плунжеру

9. При этом последняя дополнительно закреплена с поперечным стержнем 8 к ниппелю. После закрепления втулки 10 на ниппеле проверяется легкость их вращения относительно друг друга. Это необходимо для того, чтобы случайный поворот плунжера при движении в подъемной трубе (цилиндре насоса) не передавался на ленточный механизм подъема. Первая и вторая части зажима соединяются между собой винтом 7 с резьбой на обоих концах.

Крепление другого конца длинномерной ленты к оболочке бобины выполняется внутри ее. Для этого между ребрами желоба прорезано окно, в которое вводят ленту и планкой с четырьмя отверстиями для болтов закрепляют изнутри. Прижатие ленты планкой с последующей затяжкой болтами к оболочке бобины обеспечивает достаточно надежное крепление ленты к бобине. Кроме рассмотренной конструкции закрепления ленты в бобине могут быть и другие, например клиновой зажим.

5.12. ПЕРСПЕКТИВЫ ШИРОКОГО ВНЕДРЕНИЯ ДНУ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Значительную долю в структуре фонда нефтедобывающих скважин отрасли составляют скважины, эксплуатируемые глубинными насосами, в том числе штанговыми насосными установками. Например, в ОАО "Оренбургнефть" фонд скважин, эксплуатируемых механизированным способом, составляет 96 %, в том числе оборудованных штанговыми насосами более 60 %.

Несмотря на проведение большого комплекса мероприятий по улучшению использования ШСНУ (повышение качества ремонтных работ, внедрение более совершенных насосов с повышенной надежностью, высокопрочных штанг и станков-качалок новых типов), достигнутые показатели работы скважин остаются невысокими.

В связи с этим представляется актуальной и перспективной проводимая в отрасли работа по созданию и освоению ДНУ с ЛМП, направленная на улучшение технико-экономических показателей работы скважин. В настоящее время опытная

партия таких установок проходит промысловые испытания в ОАО "Оренбургнефть".

ДНУ с ЛМП могут обеспечивать не ограниченную в пределах глубины скважины длину хода плунжера, возможность работы в непрерывном и периодическом режиме с подачей за один ход до 3–4 м³ жидкости, а также в режиме свабиrowания с отбором жидкости с глубины 5000–5500 м.

Возможность обеспечения большой длины хода плунжера ДНУ с ЛМП позволяет:

- многократно сократить число циклов работы и существенно снизить действия динамических сил, отрицательно сказывающихся на долговечности работы оборудования, особенно штанг;

- резко снизить потери длины хода плунжера, связанные с упругим удлинением штанг и труб;

- значительно увеличить производительность установки за счет увеличения скорости движения плунжера.

При применении вместо штанг высокопрочной ленты смену плунжера можно производить без глушения скважин, без участия бригад текущего подземного ремонта и использования специальных агрегатов, что сокращает время простоев скважин и эксплуатационные затраты.

В настоящее время с учетом результатов промысловых испытаний проводятся работы по совершенствованию конструкций и повышению надежности ДНУ с ЛМП.

Организованный в НГДУ "Бузулукнефть" специализированный участок по добыче нефти с применением ДНУ с ЛМП увеличивает фонд скважин, эксплуатирующихся с помощью этих установок.

ДНУ с ЛМП по сравнению со штанговыми насосными установками имеют лучшие энергетические показатели работы (удельный расход электроэнергии на подъем 1 т жидкости, общий коэффициент полезного действия, средневзвешенный коэффициент мощности). Однако слабым звеном всей установки остается прочность длинномерной ленты. Созданный НГДУ "Бузулукнефть" цех по укреплению рулонов ленты и ее термопластической обработке работает над совершенствованием техники и технологии упрочнения длинномерной ленты. Достигнуты определенные результаты по сварке кусков ленты, упрочнению швов и самой ленты, но процесс этот сложен и требует новых решений.

Использование длинномерной ленты перспективно и в компоновке со штанговой колонной, о чем свидетельствуют результаты проведенных экспериментов.

6

РЕЗЕРВЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

●

6.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ФОНДА МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"

Еще в ранних работах А.Н. Адонина [122 и др.] была предложена классификация добывающих скважин по дебитам в виде трех групп: много-, средне- и малодебитные. К многодебитным по этой классификации относятся скважины, для которых необходимо применять наиболее мощное серийно выпускаемое насосное оборудование. Границу между много- и среднедебитными скважинами предлагалось [3] определять по формуле

$$Q = 4 \cdot 10^4 / i, \quad (6.1)$$

где Q – граничное значение дебитов много- и среднедебитных скважин, м³/сут; H – высота подъема жидкости, м.

По рекомендации А.Н. Адонина с учетом уменьшения возможной производительности штанговых глубинных насосов с ростом высоты подъема жидкости все скважины с дебитом более 100 м³/сут относятся к многодебитным независимо от высоты подъема жидкости.

В группу малодебитных условно относятся скважины: с дебитом до 5 м³/сут при высоте подъема жидкости до 1400 м; с дебитом до 3 м³/сут при высоте подъема жидкости более 1400 м [3]. Основанием к выделению малодебитных скважин в особую группу явилась необходимость применения в таких скважинах специального малопроизводительного и облегченного оборудования, работающего по подобранному к каждой скважине режиму.

Очевидно, что скважины, не попадающие в группу много- и малодебитных, должны быть отнесены к среднедебитным.

В категорию малодебитных скважин с дебитом жидкости до $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ можно отнести значительную долю глубинно-насосного фонда на месторождениях России. Даже на залежах, приуроченных к высокопродуктивным коллекторам, примерно 20–30 % фонда добывающих скважин относится к малодебитным.

Задача поддержания оптимальных условий добычи нефти требует повышенного внимания к этой категории скважин. Дело в том, что большинство из них работает на непрерывном режиме, а часть фонда переводится на периодическую откачку, но нередко с режимом работы, не соответствующим рациональному.

Фонд малодебитных скважин требует для бесперебойного функционирования заделывания на него значительной доли людских и материальных ресурсов, которыми располагает нефтегазодобывающее предприятие. В связи с этим и с учетом особенностей деятельности предприятий в рыночных условиях необходимо постоянно совершенствовать методику выбора способов подъема скважинной продукции на дневную поверхность, режима работы установленного насосного оборудования, а также улучшать информационное обеспечение, необходимое для выбора и поддержания оптимальных условий эксплуатации малодебитных скважин.

На месторождениях ОАО "Оренбургнефть" фонд добывающих скважин характеризуется изменением дебитов в широких пределах: их дебиты жидкости и нефти колеблются от нескольких сот литров до десятков и сотен кубических метров в сутки. Это объясняется изменчивостью коллекторских свойств продуктивных пластов объектов разработки.

Предметом особой заботы являются малодебитные скважины, доля которых составляет более 20 % общего фонда.

Характеристика состояния малодебитных скважин и распределение их по НГДУ приводятся в табл. 6.1, 6.2.

Таблица 6.2
Распределение МДС по ОАО "Оренбургнефть"

Нефтедобывающее предприятие	Общее количество скважин	Распределение МДС, % общего фонда				
		по дебиту, т/сут			по обводненности	
		0–1	1–2	2–5	0–60	60–90
НГДУ "Бугурусланнефть"	187	5	20	75	96	4
НГДУ "Бузулукнефть"	125	19	19	62	83	17
НГДУ "Сорочинскнефть"	110	16	53	31	78	22
Итого по ОАО "Оренбургнефть"	422	13	31	56	86	14

Эксплуатация имеющегося в распоряжении предприятий объединения насосного оборудования в малодебитных скважинах характеризуется низкой производительностью. Насосы работают с малым коэффициентом подачи из-за низкого динамического уровня жидкости в скважинах, попадания большого количества газа в цилиндры насосов, а также из-за малого наполнения их откачиваемой жидкостью. Как следствие, ШСНУ быстро выходят из строя из-за преждевременного износа и разрушения оборудования.

Как видно из приведенных данных (см. табл. 6.1), в ОАО "Оренбургнефть" количество малодебитных скважин достигло 422 шт., из них с очень малым коэффициентом подачи ($< 0,2$) – 274, малым коэффициентом подачи ($0,21–0,4$) – 128, с нормальным коэффициентом подачи ($0,41–0,6$) – 17, с высоким коэффициентом подачи ($> 0,6$) – 3. Особенно много малодебитных скважин на объектах разработки НГДУ "Бузулукнефть", число которых достигло 187.

Для откачки нефти из малодебитных скважин используются тульские, пермские, ижевские и австрийские насосы, которые спускаются на глубину 1000–1790 м в зависимости от значения

Таблица 6.1
Общая характеристика фонда МДС и их распределение по НГДУ на декабрь 1999 г. [174]

Нефтедобывающее предприятие	Количество малодебитных скважин	Коэффициент подачи ШГН			
		$< 0,2$	$0,21–0,4$	$0,41–0,6$	$> 0,6$
НГДУ "Бузулукнефть"	187	117	60	8	2
НГДУ "Бугурусланнефть"	125	74	44	6	1
НГДУ "Сорочинскнефть"	110	83	24	3	–
Итого по ОАО "Оренбургнефть"	422	274	128	17	3

динамического уровня, достигающего 1780 м.

Анализ технико-экономических показателей эксплуатации ШСНУ показал, что уменьшение коэффициента подачи ШГН в малодебитных скважинах от 0,4 до 0,2 и 0,1 приводит к существенному росту удельных затрат на подъем скважинной продукции. Так, например, расход электроэнергии на 1 т добываемой жидкости с уменьшением коэффициента подачи в указанных пределах увеличивается с 90 до 132 и 162 кВт/ч соответственно.

Некоторое возрастание коэффициента подачи ШГН обеспечивается прежде всего путем увеличения длины хода плунжера, затем изменением числа качаний головки балансира и, лишь в последнюю очередь, выбором насоса другого диаметра.

Из-за низкого коэффициента полезного действия установленного на малодебитных скважинах насосного оборудования, увеличения частоты подземных ремонтов в случае непрерывной эксплуатации, простоев скважин в ожидании ремонтов из-за перегруженности ремонтных бригад и ряда других осложнений приходится переводить эту категорию скважин на периодическую эксплуатацию, несмотря на очевидную потерю в добыче нефти.

Количество малодебитных скважин по различным причинам изменяется во времени (рис. 6.1). Так, если в 1993 г. в объединении числилось 435 малодебитных скважин, то в 1996 г. их количество уменьшилось до 315. Наибольшее сокращение количества малодебитных скважин (в 1,9 раза) произошло в НГДУ "Бузулукнефть" и в 1,3 раза уменьшился фонд таких скважин в НГДУ "Сорочинскнефть". В дальнейшем по мере освоения новых малопродуктивных месторождений и перехода ряда объектов на позднюю стадию разработки произошло некоторое увеличение фонда малодебитных скважин – и в 1999 г. составило 422.

Фонд малодебитных скважин во многих нефтедобывающих районах в связи с истощением длительно разрабатываемых месторождений из года в год возрастает. Такая же тенденция роста количества малодебитных скважин прослеживается и в зарубежных нефтедобывающих странах. Так, в США увеличение фонда таких скважин с 1975 г. шло в основном за счет малодебитных механизированных скважин, часть которых ранее эксплуатировать было нерентабельно. Повышение цены на нефть позволило ввести их в рентабельную эксплуатацию при обводненности добываемой продукции до 99 %. Национальная ассоциация по малодебитным скважинам считает, что "тонна нефти, добытая из малодебитных скважин, – это тонна, которая улучшает платежный баланс страны".

Из приведенных материалов видно, что малодебитные скважины представляют значительную часть фонда ОАО "Оренбургнефть". Добыча нефти по ним составляет небольшую долю (3,8 %) общей добычи по объединению. Тем не менее ввиду многочисленности фонда малодебитных скважин решение задач по совершенствованию их эксплуатации с точки зрения затрат и экономики имеет большое значение.

В табл. 6.3 приведены результаты оценки роли малодебитных скважин в формировании среднесуточной добычи нефти по предприятиям ОАО "Оренбургнефть".

Видно, что малодебитные скважины распределяются по интервалам изменения дебитов жидкости крайне неравномерно.

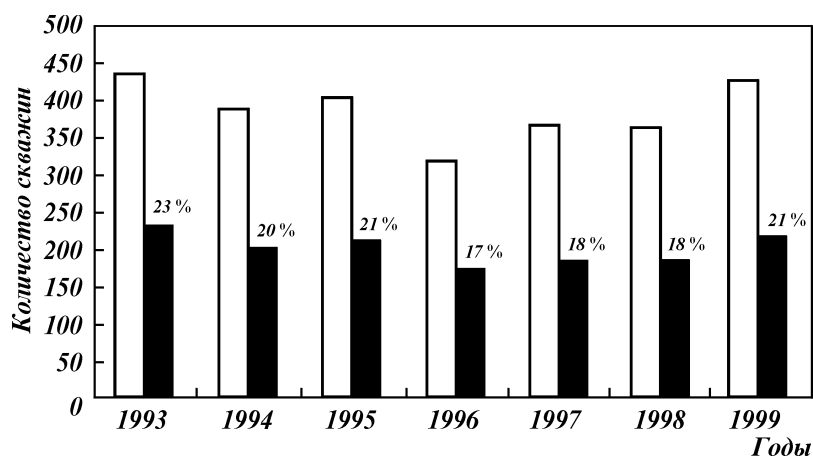


Рис. 6.1. Динамика малодебитных скважин на объектах ОАО "Оренбургнефть"

С дебитом жидкости до $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ работали 40 скважин (13 %), обеспечивая суммарную суточную добычу жидкости $11,87 \text{ м}^3$ (1,17 %), а с дебитом жидкости $1\text{--}2 \text{ м}^3/\text{сут}$ 18 скважин (6 %), обеспечивая суммарную суточную добычу жидкости $27,17 \text{ м}^3$ (2,8 %). 256 скважин (81 %) характеризуется изменением среднесуточного дебита жидкости от 2 до 5 м^3 . Таким образом, по 588 (19 %) скважинам с дебитом жидкости до $2 \text{ м}^3/\text{сут}$ добыча жидкости составила всего $38,45 \text{ м}^3/\text{сут}$, что соответствует 3,97 % общей суточной добычи жидкости. Этой группе скважин при оперативной работе следует уделять больше внимания.

Структура фонда малодебитных скважин существенно изменяется во времени. За анализируемый период (1993–1999 гг.) доля скважин с дебитами жидкости от 0 до $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ уменьшилась в 2,4 раза, в то время как доля скважин с относительно более высокими дебитами (от 2 до $5 \text{ м}^3/\text{сут}$) увеличилась в 1,45 раза. Указанные изменения произошли в результате проведения различных геолого-технических мероприятий по интенсификации работы малодебитных скважин, в том числе перевода части в категорию бездействующих.

Как видно из представленных материалов, доля нефти, добываемой из малодебитных скважин, в течение последних лет остается практически постоянной, наблюдаются лишь небольшие колебания в отдельные годы.

Причиной структурных изменений в малодебитном фонде скважин являются существенные перемены, связанные с освоением новых объектов разработки и с проводимыми на скважинах мероприятиями.

Следует отметить, что основную добычу нефти из малодебитных скважин, равную 95–96 %, дает группа скважин, дебиты которых изменяются в пределах от 2 до $5 \text{ м}^3/\text{сут}$. На долю первой группы с дебитами от 0 до $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ и второй группы скважин с дебитами от $1,1$ до $2 \text{ м}^3/\text{сут}$ приходится всего 4–5 % объема добычи нефти из малодебитных скважин.

Одними из причин уменьшения фонда малодебитных действующих скважин являются их отключение из-за экономической нерентабельности эксплуатации и перевод в другие категории.

Таблица 6.3

Сведения о среднесуточной добыче жидкости и нефти в ОАО "Оренбургнефть"

Нефтедобывающее предприятие	Дебит жидкости, м³/сут						Суточная добыча нефти, т	Доля МДС в общей добыче нефти, %
	0–1		1–2		2–5			
	Количество скважин	Суточная добыча нефти, м³/сут	Количество скважин	Суточная добыча нефти, м³/сут	Количество скважин	Суточная добыча нефти, м³/сут		
НГДУ "Бугуруслан-нефть"	1	0,990	3	3,23	88	281,11	188,66	4,97
НГДУ "Бузулукнефть"	3	1,60	1	1,94	85	340,14	250,36	3,11
В том числе:								
Покровское месторождение	3	1,60	1	1,94	15	60,46	46,50	3,20
Бобровское месторождение	–	–	–	–	45	175,66	133,10	5,60
НГДУ "Сорочинск-нефть"	36	9,28	14	22,0	83	293,0	198,66	4,17
В том числе:								
Сорочинско-Никольское месторождение	14	3,24	9	14,4	50	184,50	105,50	3,60
Итого по ОАО "Оренбургнефть"	40	11,28	18	27,17	257	919,28	637,68	3,10

6.2. АНАЛИЗ ПРИЧИН МАЛОДЕБИТНОСТИ СКВАЖИН

Нефтегазоносные пласты – это коллекторы, одновременно насыщенные нефтью, газом и водой при определенных давлениях и температурах.

В результате комплекса процессов, протекающих в длительный геологический период, продуктивный пласт приобретает относительно равновесное состояние. После вскрытия его скважиной возникает призабойная зона пласта, в которой произошли, происходят и будут происходить различные процессы, нарушившие или нарушающие первоначальное равновесное механическое и физико-химическое состояние породы. Все указанные процессы возникают с момента вскрытия кровли пласта, а по мере разбуривания породы распространяются в глубь призабойной зоны пласта по нарастающей вскрытой толщине. Радиус ПЗП определить невозможно. Под этим термином понимается некоторый условный средний радиус, ограничивающий зону пласта по простирацию по всей его толщине, в которой происходят все процессы и явления, обусловленные вскрытием пласта. Эта зона может иметь самую разнообразную конфигурацию (рис. 6.2).

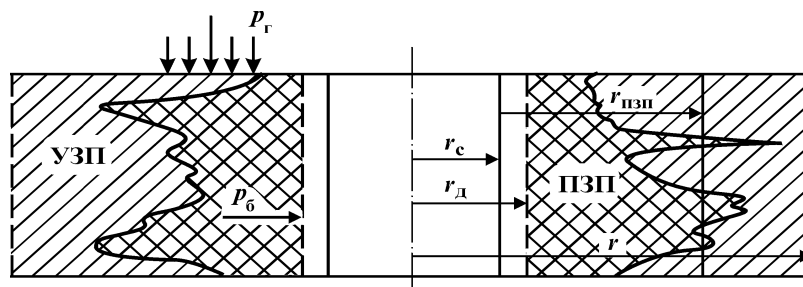


Рис. 6.2. Схема призабойной зоны пласта:

УЗП – удаленная зона пласта; ПЗП – призабойная зона пласта; p_g – горное давление; p_b – равнодействующая горного бокового давления; r_c – радиус скважины; r_d – радиус скважины по долоту; r – радиус до произвольной точки пласта; $r_{ПЗП}$ – радиус призабойной зоны пласта

Через ПЗП из продуктивного пласта в скважину происходит фильтрация пластового флюида. Если же фильтрационно-емкостные свойства пород ПЗП по сравнению с первоначальным состоянием пласта по каким-либо причинам изменились (ухудшение или улучшение), то и продуктивность его будет иной по сравнению с природным ее значением.

Состояние ПЗП при вскрытии пласта определяется: литологическим составом пород, плотностью упаковки частиц породы; механическими напряжениями в породе; гидродинамическим влиянием трещин; загрязнением пород и физико-химическими процессами, протекающими в коллекторе; фильтрационным движением жидкостей, распределением давления и температуры в пласте [176].

Исследованиям факторов, влияющих на качество первичного и вторичного вскрытия пластов, посвящены труды многих авторов. Анализ состояния вскрытия нефтяных и газовых пластов в различных геолого-физических условиях, систематические исследования влияния различных промысловых жидкостей на проницаемость пористой среды, а также исследования, проведенные в этой области за рубежом, позволяют сделать вполне определенные выводы о причинах и механизме ухудшения продуктивности скважин при первичном вскрытии пласта.

Таким образом, дебит скважины зависит от ряда факторов, связанных с естественной характеристикой пласта-коллектора, таких как коэффициенты пористости и проницаемости, эффективная толщина, вязкость фильтрующихся флюидов и др. При справедливости линейного закона фильтрации Дарси дебит Q скважины, расположенной в центре кругового пласта толщиной h и радиусом контурного питания R_k , при установившейся фильтрации можно рассчитать по формуле [122]

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{(\delta_e - \delta_c)}{\ln R_e / r_{\text{пр}}}, \quad (6.2)$$

где k – коэффициент проницаемости породы; h – толщина пласта; p_k и p_c – давление соответственно на контуре питания кругового пласта и забое работающей скважины; $r_{\text{пр}}$ – приведенный радиус скважины.

Комплекс параметров

$$K = 2\pi kh / \mu \ln(R_e / r_{\text{пр}}), \quad (6.3)$$

входящих в формулу (6.2), принято считать коэффициентом продуктивности скважины. Из выражения (6.3) видно, что за единицу измерения коэффициента продуктивности можно принять $\text{м}^3/(\text{с} \cdot \text{Па})$. Однако в расчетах по технологии добычи нефти коэффициент продуктивности принято измерять в $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ или $\text{т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, так как дебит скважины удобно выражать в метрах кубических или тоннах.

Приведенный радиус скважины в отличие от геометрического (по долоту) учитывает степень гидродинамического несовершенства скважины и определяется по формуле

$$r_{\text{пр}} = r_{\text{д}} a^{-(N_1 + N_2)}, \quad (6.4)$$

где $r_{\text{д}}$ – радиус скважины по долоту; C_1 – параметр, учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины по степени вскрытия пласта; C_2 – параметр, учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины по характеру вскрытия.

Постоянное C_1 зависит от относительного вскрытия пласта b/h (рис. 6.3, *a*) и в общем случае определяется как функция b/h и $D_{\text{с}}$, т.е. $C_1 = f(b/h, D_{\text{с}})$.

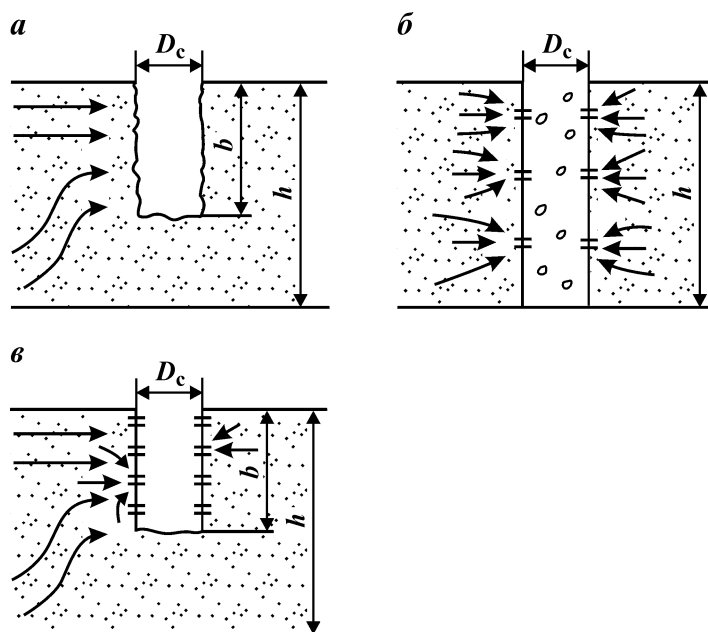


Рис. 6.3. К оценке влияния несовершенства скважины на условия притока жидкости:

a – несовершенство скважины по степени вскрытия пласта; *б* – несовершенство скважины по характеру вскрытия; *в* – несовершенство скважины как по степени вскрытия, так и по характеру вскрытия

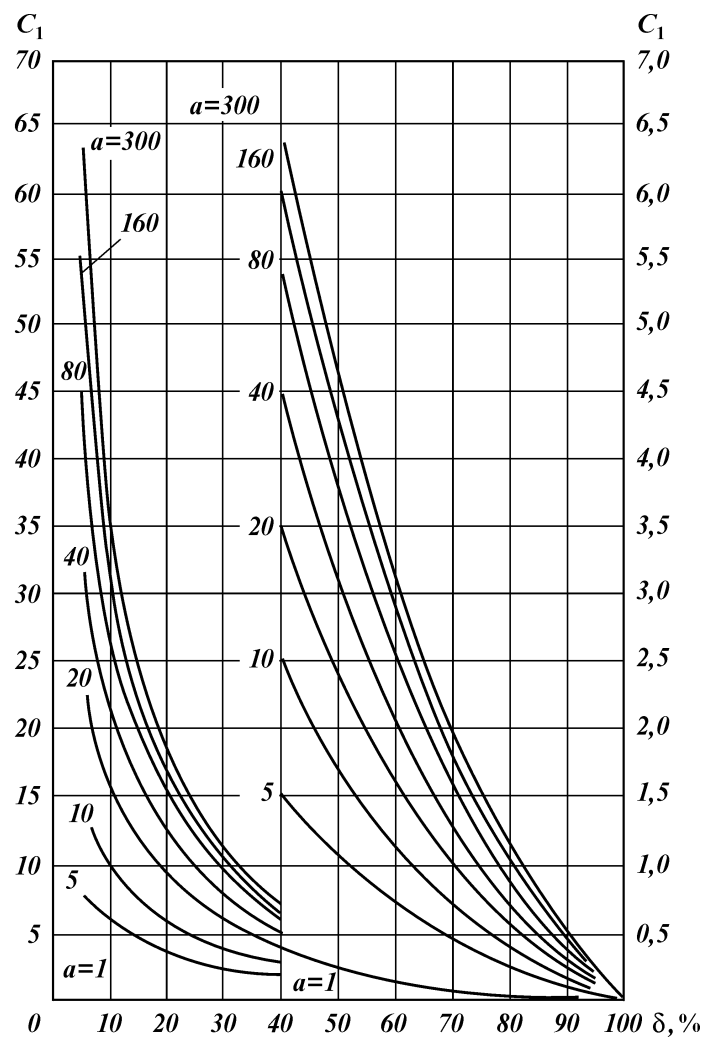


Рис. 6.4. Графики для определения $C_1 = f(h)$:
 $a = h/D_c$; $\tilde{h} = b/h$ (по В.И. Щурову); h – толщина пласта; D_c – диаметр скважины

Постоянное C_2 учитывает дополнительные гидравлические сопротивления, связанные со стягиванием линий тока к перфорационным отверстиям (рис. 6.3, б). Постоянное C_2 зависит от диаметра перфорационных отверстий, глубины

проникновения их в породу и плотности перфорации $n_{\text{п}}$ (в отв/м), представляющей собой число перфорационных отверстий на погонный метр длины фильтра.

При расчетах дебита скважины C_1 и C_2 определяются из графиков В.И. Щурова (рис. 6.4 и 6.5). При этом значения величин, входящих в формулу (6.2), берутся из паспорта

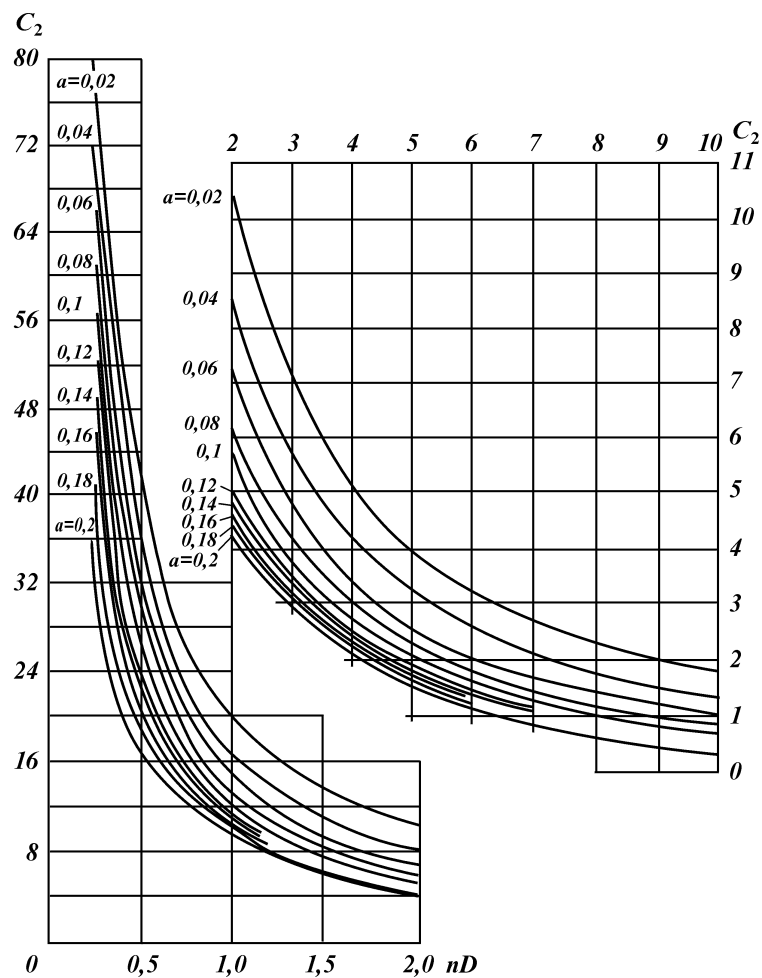


Рис. 6.5. Графики для определения $C_2 = j(D_c n_{\text{п}}, a, l_{\text{п}})$ при $l_{\text{п}} = 0$ (по В.И. Щурову):

$a = d_{\text{п}}/D_c$; $d_{\text{п}}$ – диаметр перфорационных отверстий; $l_{\text{п}}$ – глубина проникновения перфорационных отверстий в породу; $n_{\text{п}}$ – плотность перфорации; D_c – диаметр скважины по долоту

скважины.

Таким образом, формула (6.2) позволяет рассчитать ожидаемый потенциальный дебит скважины, проектируемой к бурению в любой точке пласта при известных значениях k , h и μ . Последние могут быть оценены с определенным приближением по картам распределения коэффициента проницаемости и карте равных толщин продуктивного пласта. Путем наложения указанных карт, построенных в одинаковых масштабах, можно построить карту распределения ожидаемых значений коэффициентов продуктивности пласта, необходимую для оперативного контроля за качеством выполнения технологических операций по первичному вскрытию пласта. К сожалению, такие карты равных потенциальных коэффициентов продуктивности пластов из-за ряда объективных и субъективных причин в настоящее время используются редко. Это в свою очередь затрудняет достоверную оценку причин существенного уменьшения дебитов новых скважин по сравнению с соседними, дренирующими один и тот же продуктивный пласт.

Коэффициент продуктивности реальной скважины определяется путем проведения гидродинамических исследований методом пробных откачек на установившихся режимах, является основным параметром скважины, позволяющим проектировать и поддерживать оптимальный режим ее работы.

При отклонениях процесса фильтрации от линейного закона Дарси данные гидродинамических исследований обрабатываются соответствующими методами и, как правило, определяются константы, входящие в формулу притока флюидов в скважине.

Состояние ПЗП может быть ухудшено при первичном и вторичном вскрытиях пласта, креплении скважины, глушении ее перед многочисленными ремонтами, а также в процессе эксплуатации из-за АСПО в порах породы, неорганических солей, механических примесей и др.

Причины, вызывающие ухудшение проницаемости ПЗП при первичном и вторичном вскрытиях продуктивного пласта, принято делить на четыре группы:

- обуславливающие механическое загрязнение ПЗП;
- физико-литологические, приводящие к разбуханию пластового цемента при контакте с водой;
- физико-химические;
- термохимические.

К причинам, обуславливающим *механическое загрязнение* ПЗП, относятся:

засорение пористой среды ПЗП твердой фазой бурового или промывочного раствора при бурении скважины. Многочисленные исследования показали, что глубина проникновения частиц в песчаниках в зависимости от размеров пор и фильтрационных каналов колеблется в пределах 1–20 мм. В гравелитовых пропластках и крупнозернистых песках твердая фаза глинистого раствора проникает на большие расстояния – до сотни метров [109, 110, 40 и др.];

впрессовывание в пористую среду ПЗП зерен породы, разрушаемой долотом при бурении;

закупорка тонкого слоя породы вокруг забоя глиной или тампонажным цементом в процессе крепления скважин. Во время перфорации скважин заглинизированный и зацементированный слой песчаников обычно пробивается, поэтому существенного влияния на ухудшение проницаемости ПЗП он не оказывает; в крупнозернистых песках и гравелитовых пропластках проницаемость ПЗП по этой причине может существенно ухудшиться;

загрязнение ПЗП илстыми частицами, содержащимися в воде, закачиваемой в пласт для поддержания пластового давления. Проницаемость ПЗП в этих случаях снижается иногда в 10 раз и более;

проникновение глинистого и особенно тампонажного растворов в трещины, что в несколько раз снижает среднюю проницаемость ПЗП;

обогащение ПЗП коллоидно-дисперсной системой за счет кольматажа и суффозии при возвратно-поступательном движении фильтрата и пластового флюида в процессе спускоподъемных операций [166];

ухудшение проницаемости призабойной зоны во время эксплуатации скважины вследствие кольматации минеральных частиц, приносимых жидкостью из удаленных зон пласта. При кольматаже илстые частицы, вносимые в пористую среду ПЗП фильтрующейся жидкостью, располагаются так, что становятся обтекаемыми и мало препятствуют фильтрации, в период же инфильтрации жидкости эти частицы оказываются необтекаемыми; они смещаются и закупоривают фильтрационные каналы, в результате чего происходит явление обратного клапана, что, в свою очередь, ухудшает проницаемость пористой среды. Радиус кольматажа в ПЗП зависит от значения и распространения перепада давления, а также от времени и объема извлеченной из ПЗП жидкости.

Физико-литологическая группа причин ухудшает проницаемость ПЗП вследствие действия пресной воды на цемент и скелет породы. Это ухудшение обусловлено:

проникновением в ПЗП фильтрата бурового раствора или воды при первичном вскрытии пласта;

прорывом посторонних пластовых слабоминерализованных вод в продуктивный пласт.

Ухудшение проницаемости ПЗП происходит и по другим причинам, а именно:

при контакте пресной воды с некоторыми минералами может произойти обмен основных радикалов, разложение минералов, перераспределение зерен и перекрытие фильтрационных каналов;

при большом объеме проникшего в ПЗП фильтрата возможны растворение, перенос и переотложение солей, а также их отложение из высокоминерализованного фильтрата;

при разбуривании вышележащих пород в глинистый раствор могут попасть глинистые частицы минералов с высокой степенью разбухания.

В химически обработанном растворе они медленно разбухают. После вдавливания указанных частиц в поры или трещины призабойной зоны пласта происходят полное разбухание и значительное увеличение их размеров, в результате чего они не могут быть вымыты из пор. Таким образом, возникает закупоривание пор, нередко до полного перекрытия фильтрационных каналов. Ухудшение проницаемости ПЗП, степень которой колеблется от 5–10 до сотен процентов, как правило, происходит из-за одновременного действия нескольких причин.

К *физико-химической группе* причин ухудшения проницаемости ПЗП относятся:

проникновение в пористую среду воды, что приводит к увеличению водонасыщенности и созданию "блокирующей" преграды фильтрации нефти и газа за счет разности поверхностных натяжений с пластовыми флюидами;

возникновение капиллярного давления, которое проявляется при проникновении фильтрата в породу. При угле смачивания породы водой $< 90^\circ$ избыточное капиллярное давление противодействует вытеснению ее из пласта, а при угле смачивания $> 90^\circ$ оно способствует ее вытеснению. Отсюда следует, что в пласте, сложенном из гидрофобной породы, капиллярные явления не ухудшают проницаемость, а в пластах же из гидрофильной породы несколько ее ухудшают в ПЗП. При освоении и эксплуатации скважин с депрессией 0,5–1,0

МПа в начальный период эти явления могут в какой-то степени отразиться на времени вызова притока нефти из продуктивных скважин;

закупорка пор каплями нефти в потоке фильтрата (воды) или фильтрата в потоке нефти. Во время освоения скважины при обратном движении жидкости капли нефти попадают в фильтрат промывочной жидкости и воды. Если диаметр таких капель меньше диаметра фильтрационных каналов, то происходят их перекрытие и ухудшение проницаемости. При подходе же контакта нефти эти капли сливаются с ней и, таким образом, проницаемость ПЗП улучшается;

нерастворимые в нефти адсорбционные пленки, образующиеся на границе вода – нефть, которые обладают высокой прочностью и напряжением сдвига. В пористой среде капли, окруженные этими адсорбционными пленками, не могут слиться ни с общим фронтом воды, ни с погребенной водой, находящейся около контактов зерен породы. Эти капли воды, двигаясь в нефти, занимают центральную часть пор, закупоривая их, если диаметр пор не превышает диаметра капли. При подходе фронта нефти во время вытеснения фильтрата промывочного раствора из пористой среды эти капли воды, окруженные пленками асфальтенов, не способны в процессе дальнейшего течения их в пористой среде слиться друг с другом и с общей массой фильтрации или с общей массой нефти. В определенных условиях это может привести к существенному снижению проницаемости пород из ПЗП;

образование эмульсии в гидрофобной среде. На поверхности раздела нефть – вода концентрируются асфальтосмолистые вещества нефти, образуя твердые пленки, присутствие которых исключает возможность слияния капель воды и вызывает закупорку отдельных пор и участков пористой среды. Образование таких пленок на контакте нефть – вода следует ожидать у всех смолистых нефтей, не содержащих значительных количеств нафтеновых кислот. Пленки способны закупоривать отдельные поры и участки пористой среды и значительно затрудняют приток нефти к забою скважины. Образованию эмульсий способствуют соли, растворимые в воде;

образование "бронированной" эмульсии в крупнозернистой среде, в основном в трещинах. Под "бронированной" эмульсией понимается эмульсия, состоящая из глобул с повышенной прочностью поверхностной пленки. Эта прочность создается прилипшими к пленке микроскопическими твердыми частицами, которые на своей поверхности тоже имеют пленку из жидкости с поверхностно-активными веществами. Чем больше этих частиц на

поверхностной пленке глобул эмульсии, тем больше поверхностно-активных веществ удерживается на них и, следовательно, на поверхностной пленке глобул. Это обстоятельство, в свою очередь, увеличивает суммарную массу поверхностно-активных веществ на пленке глобул. Кроме того, частицы, плавающие на пленке, соединяются между собой вследствие сил притяжения, а также электростатических зарядов этих твердых частиц и пологих краевых углов смачивания твердого тела поверхностно-активной жидкостью. Эти физико-химические явления увеличивают толщину поверхностно-активной пленки глобул эмульсии и уменьшают стекание жидкости с них;

вспенивание в пористой среде фильтрата бурового раствора, который, как правило, обрабатывается различными химреагентами. Это явление особенно характерно для ПЗП малодебитных газовых скважин;

ухудшение в нагнетательных скважинах проницаемости в начальный период закачки воды вследствие выпадения солей на скелете породы ПЗП при контакте минерализованной пластовой и закачиваемой вод, происходящее в начальный период ее нагнетания;

адсорбция на скелете породы масляных веществ из бурового раствора, происходящая при вскрытии продуктивного водоносного пласта водозаборной скважиной.

К *группе термохимических* причин, которые приводят к ухудшению проницаемости при изменении термодинамического равновесия в ПЗП, относятся:

отложение парафина на скелете пласта в залежах с низкой пластовой температурой. Процесс этот происходит при охлаждении призабойной зоны во время вскрытия пласта, длительной эксплуатации скважины и при закачке воды в пласт;

проникновение в продуктивный пласт нижних высокотемпературных и сильноминерализованных вод и последующее охлаждение их, способствующее отложению солей и ухудшению проницаемости призабойной зоны.

Степень ухудшения продуктивности скважин в процессе первичного и вторичного вскрытий зависит от множества факторов, таких как:

качество буровых растворов, используемых при вскрытии пласта;

статическая и динамическая репрессии на продуктивный пласт;

число спускоподъемных операций во время разбуривания продуктивного пласта;

скорость или время на спуск одной свечи бурового инструмента и длина колонны буровых труб;

проницаемость пород призабойной зоны пласта;
время контакта бурового раствора с породой ПЗП и др.

Таким образом, существует множество причин, потенциально способных ухудшить фильтрационно-емкостные характеристики при бурении. В связи с этим процесс вскрытия пласта является одним из важнейших элементов, составляющих понятие об оптимальности системы разработки нефтяных месторождений.

К сожалению, в настоящее время часто первичное и вторичное вскрытия пластов осуществляются без достаточного учета геолого-физических и термобарических условий нефтяных и газовых залежей. Это приводит к существенным осложнениям в освоении скважин и требует выполнения дополнительных работ по восстановлению их продуктивности.

Все это в конечном счете повышает прочность пленки, как бы бронируя глобулы и эмульсию в целом от разрушения. Исследования показали, что стабильность эмульсии повышается не только "черными" эмульгаторами нефти (асфальтенами, смолами), но и "бронирующими" твердыми минеральными эмульгаторами (глинистыми частицами). Эмульсия продавливается в крупные поры и трещины призабойной зоны, в результате чего ухудшается фильтрационная характеристика ПЗП;

обогащение бурового раствора пластовыми водами верхних горизонтов. Проникший в микротрещины фильтрат, содержащий щелочную воду, соприкасаясь с глиной, может вызвать диспергирование ее щелочными электролитами. Это может привести к связыванию дисперсной среды в гидратные оболочки значительной толщины и ухудшению проницаемости ПЗП;

гидрофобная коагуляция, обусловленная электролитами, содержащимися в глинистых суспензиях, особенно в естественном промывочном растворе. Щелочные электролиты, натриевые соли, сода и полифосфаты после обменной адсорбции ионов вызывают сильную гидратацию частиц глины. Электролиты с поливалентными катионами, хлориды кальция, магния, алюминия вызывают после адсорбции ионов резкую дегидратацию поверхностей частиц. Взаимодействие электролитов может привести к сцеплению их по всей поверхности и образованию агрегированной взвеси в пористой среде. Этот физико-химический процесс также может отразиться на проницаемости призабойной зоны;

флокуляция коллоидно-дисперсных частиц и оседание их в пористой среде при контактировании фильтрата промывочного раствора с пластовой водой. Этот процесс тем сильнее, чем больше разница в физико-химических свойствах

соприкасающихся вод, что также вызывает ухудшение проницаемости ПЗП;

образование на поверхности зерен песчинок пристенных слоев жидкости за счет замещения одной жидкости в поровом пространстве другой. С увеличением полярности жидкости уменьшаются ее проницаемости.

Как известно в промышленной практике, практически каждая добывающая скважина в течение года подвергается глушению в связи с проведением подземного ремонта или других работ. Практика проведения операции по глушению нефтяных и газовых скважин пластов свидетельствует о том, что в подавляющем числе случаев в качестве жидкости глушения применяются водные растворы минеральных солей Са или Na различных видов. Значительно реже используются механические устройства для разобщения ствола скважины и пласта. Однако надежность забойных отсекающих находится на недостаточном уровне. Хотя с точки зрения сохранения коллекторских свойств пород ПЗП они обеспечивают 100%-ную успешность. Одним из направлений совершенствования техники и технологий операций глушения скважин является разработка специальных установок глушения пластов. Применение таких устройств позволяет полностью решить задачи глушения нефтяных и газовых скважин.

Анализ промысловых данных по месторождениям ОАО "Оренбургнефть" и результаты исследований разных авторов по другим нефтедобывающим районам о работе "многоремонтных" скважин показывают, что коэффициент продуктивности сильно зависит от количества операций и типа ЖГС при глушении пластов. Особенно большие изменения характеристик скважин и ПЗП происходят во время первых операций глушения.

В дальнейшем темп падения эксплуатационных характеристик замедляется и наступает состояние "насыщения", т.е. операции глушения практически не оказывают влияния на работу скважин. Количественно диапазон ухудшения параметров достигает 200–300 % и более. А в скважинах со сложно построенными коллекторами, имеющими низкие фильтрационно-емкостные характеристики, степень ухудшения параметров скважин может достигать до 700 и даже 1000 % [66]. Эта закономерность наблюдается и по объектам ОАО "Оренбургнефть". В качестве примера приведем случайную выборку из малобитного фонда скважин Покровского месторождения, коэффициенты продуктивности которых в процессе эксплуатации снизились многократно (табл. 6.4) [129].

Таким образом, приведенные данные свидетельствуют о значительном ухудшении коэффициента продуктивности скважин в процессе длительной эксплуатации. Одной из многочисленных вероятных причин такого положения являются частые глушения скважин в связи с ремонтами.

Наибольшее распространение при глушении скважин получили жидкости глушения скважин на водной основе с добавками различных реагентов. В качестве водной фазы используются сточные воды промыслов, воды водоносных подземных горизонтов, отходы промышленных предприятий, технические и пресные воды. Эти воды оказывают сильное отрицательное действие на фильтрационно-емкостные свойства ПЗП. Однако, несмотря на это, их доля в объеме применяемых ЖГС наибольшая.

Механизм взаимодействия ЖГС с элементами ПЗП достаточно полно сформулирован в работе [110]. Суть его заключается в следующем:

взаимодействие ЖГС с пластовыми флюидами;

Таблица 6.4

Изменение коэффициента продуктивности группы малодобитных скважин Покровского месторождения

Номер скважины	Первичное определение		Текущее определение		Кратность уменьшения коэффициента продуктивности
	Год	Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	Год	Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	
103	1979	36,0	1995	1,4	25,71
928	1981	0,90	1990	0,1	9,00
367	1981	2,3	1994	0,4	5,75
370	1979	79,0	1993	0,4	197,50
371	1981	4,5	1995	0,7	6,43
901	1980	8,1	1985	0,2	40,50
261	1980	18,1	1985	2,9	6,24
263	1979	15,0	1992	0,6	16,66
280	1981	40,0	1996	0,9	44,44

взаимодействие ЖГС с твердой поверхностью каналов фильтрации;

взаимодействие ЖГС с фильтровой частью конструкции скважины.

Кратко рассмотрим их отдельно.

Одним из главных результатов взаимодействия проникающей в пласт ЖГС с пластовыми флюидами является существенное изменение насыщенности нефтью и водой. При использовании ЖГС на водной основе происходит рост водонасыщенности пор пласта, сопровождающийся уменьшением относительной

проницаемости породы для нефти и общим уменьшением суммарной проницаемости для обеих фаз.

При смешении воды из ЖГС с пластовой водой создаются условия для нарушения химического равновесия и выпадения твердых осадков в порах пород ПЗП, тем самым существенного увеличения фильтрационного сопротивления при движении флюидов. При этом возможна частичная закупорка перфорационных отверстий кристаллами солей. Вероятность выпадения солей в ПЗП достаточно велика из-за нарушения химического равновесия при смешении разных вод и изменении термодинамических условий.

Другим видом осложнений, возникающих при попадании ЖГС в пласт, является интенсивное диспергирование нефтяной, водной и газовой фаз, в результате чего образуются высоковязкие тонкодисперсные водонефтегазовые смеси, обладающие высокой вязкостью и гравитационной устойчивостью.

Результаты многочисленных экспериментов, выполненных разными авторами, показали, что для условий нефтяных залежей Урало-Поволжья размер частиц дисперсной фазы таких эмульсий находится в пределах до 20 мкм, и их эффективная вязкость при содержании воды до 40–70 % на порядок и более превышает вязкость исходной нефти [47, 66 и др]. Значительная часть депрессии на пласт затрачивается при этом на преодоление капиллярных сил. В результате действия многочисленных эффектов Жамена происходят кольматирование части каналов фильтрации и образование в пласте микрообъемов с неподвижными флюидами. Блокировка мелких и средних каналов способствует быстрому обводнению более крупных и вызывает рост обводненности продукции скважины после освоения.

При увеличении водонасыщенности пород ПЗП из-за вытеснения нефти ЖГС повышается относительная проницаемость для нефти, что также вызывает увеличение поступления воды в скважину.

Многие минералы, образующие породы продуктивных пластов, обладают чувствительностью по отношению к водам. Поверхность таких минералов обычно является гидрофильной. Однако отдельные участки их после контакта с нефтью гидрофобизируются. Наиболее чувствительными к водам среди породообразующих минералов являются глины. Многочисленными исследованиями установлено, что состав глинистых минералов нефтесодержащих пород разнообразен и пласты по-разному реагируют на контакт с водой. В результате

взаимодействия глин с водами определенного состава происходит набухание глин с существенным уменьшением коэффициента проницаемости пород ПЗП.

Таким образом, перенасыщение пор пласта, взаимодействие ЖГС с пластовыми водами, образование тонкодисперсных эмульсий, изменение характера смачиваемости поверхности пород в сторону увеличения гидрофильности, усиление влияния капиллярных сил, разбухание глин и другое приводят к существенному изменению коэффициента продуктивности скважины после глушения ее для ремонта и последующего освоения.

Представляют интерес результаты исследований Ю.В. Зейгмана с соавторами [66] взаимодействия ЖГС с фильтровой частью скважины, включающей обсадную колонну и цементный камень за колонной.

Как известно, в результате проведения в скважине перфорационных работ образуются многочисленные микро- и макротрещины в цементном камне за колонной в интервале фильтра. По этой причине водосодержащие и коррозионно-активные ЖГС проникают в трещины и на наружную поверхность обсадной колонны. Контакт обсадной колонны с коррозионно-активными водами приводит к разрушению обсадной колонны, нарушению контакта ее с цементным камнем и образованию продуктов коррозии.

По результатам многочисленных лабораторных исследований и данным о влиянии на коэффициент продуктивности реальных скважин, эксплуатируемых в различных горно-геологических и технологических условиях, предложена математическая модель динамики продуктивности скважины от количества глушения и освоения скважины [66] в виде

$$\lg K_{\text{отн}} = AN - B, \quad (6.5)$$

где $K_{\text{отн}}$ – отношение текущего коэффициента продуктивности пласта после очередного глушения и освоения к начальному; A , B – постоянные, характерные для данной скважины данного объекта разработки или лабораторной модели пласта; N – количество операций глушения – освоения скважины.

Результаты обработки промысловых данных с использованием предложенной математической модели, заимствованные из работы [66], приведены в табл. 6.5.

Таблица 6.5

Результаты обработки данных о динамике изменения коэффициента продуктивности скважин в результате операций глушение – освоение [110]

Месторождение, пласт	Постоянные		Коэффициент корреляции	Математическая модель $\lg K_{\text{отн}}$
	A	B		
Восточно-Сулеевская площадь Ромашкинского месторождения, пласт Д ₀	0,0793	1,1141	0,92	$-0,0793N+1,1141$
Алькеевская площадь Ромашкинского месторождения, пласт Д ₀	0,0618	1,0199	0,93	$-0,0618N+1,0199$
Шкаповское, пласт Д _{IV}	-0,0268	0,4912	0,71	$-0,0268N+0,4912$
Знаменское, пласт С _I ^{тур}	-0,0132	0,0124	0,73	$-0,0132N+0,0124$
Арланское, Ново-Хазинская, С _{II} -С _V	-0,0017	0,0764	0,91	$-0,0017N+0,0764$
Арланская, Ново-Хазинская, С _{IV} -С _V	-0,0063	0,0185	0,85	$-0,0063N+0,185$

6.3. СПОСОБЫ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ПЗП

Из приведенных материалов анализа причин снижения производительности скважин видно, что малоедебитность может быть обусловлена естественными факторами (низкая проницаемость пород, малая толщина пласта и высокая вязкость нефти) и искусственными, связанными с загрязнением ПЗП в процессе бурения и эксплуатации.

В связи с этим обоснование целесообразности эксплуатации скважины при данных технико-экономических ситуациях следует начинать с выяснения причин ее малоедебитности.

Если низкий дебит скважины обусловлен эксплуатационными причинами, то прежде всего необходимо проводить работы по восстановлению коэффициента продуктивности скважины.

В табл. 6.6 приведены примеры существенного увеличения дебитов скважин после проведения обработок призабойной зоны пласта.

Как было показано выше, состояние ПЗП определяется коэффициентом гидродинамического совершенства скважины при соответствующем техническом вскрытии пласта бурением, перфорацией и изменением ПЗП в процессе эксплуатации.

Методика оценки состояния ПЗП после вскрытия пласта при первичном освоении включает в себя следующие этапы:

вызов притока жидкости из пласта известными способами с регулярным почасовым замером дебита скважины до выполаживания кривой зависимости дебита во времени, т.е. $Q = f(t)$;

проведение исследований для определения коэффициента гидродинамического совершенства скважины на данный период, принимаемого за характеристику состояния ПЗП после освоения скважины;

Таблица 6.6

Результаты обработки призабойной зоны пласта малодебитных скважин на некоторых месторождениях ОАО "Оренбургнефть"

Вид ОПЗ	Номер сква- жины	Дебит нефти			
		до ОПЗ		после ОПЗ	
		дата	т/сут	дата	т/сут
Бобровское месторождение					
Гидроразрыв пласта	1043	16.02.96 г.	0,00	31.03.96 г.	1,70
Гидрокислотный разрыв пласта	0923	04.03.96 г.	2,70	31.03.96 г.	6,80
То же	1072	20.08.96 г.	3,20	30.09.96 г.	12,60
"	0887	11.12.96 г.	0,10	31.12.96 г.	10,90
Гидрокислотный разрыв пласта с соляной кислотой	2063	06.06.96 г.	1,00	31.01.97 г.	6,20
Соляно-кислотная обработка с ПАВ	0474	28.02.97 г.	1,50	31.03.97 г.	4,40
Покровское месторождение					
Гидравлический разрыв пласта	0910	19.06.96 г.	1,70	30.06.96 г.	4,50
Сорочинско-Никольское месторождение					
Гидрокислотный разрыв пласта	0800	01.10.96 г.	4,10	31.11.96 г.	22,10
То же	0801	25.10.96 г.	3,70	30.11.96 г.	12,70
Соляно-кислотная обработка	1492	31.01.97 г.	2,70	28.02.97 г.	4,50
Промывка горячей нефтью	1578	28.02.97 г.	0,00	31.03.97 г.	6,70
Обработка ПАВ с растворителем	0227	31.05.96 г.	2,00	31.01.97 г.	4,50
Соляно-кислотная обработка	0392	29.02.96 г.	6,10	31.01.97 г.	21,60
То же	1414	31.05.97 г.	0,20	30.06.97 г.	17,20
Гидрокислотный разрыв пласта	1626	30.09.97 г.	2,00	31.10.97 г.	8,20
Промывка горячей нефтью	1611	31.07.97 г.	0,20	31.08.97 г.	7,80

длительное извлечение нефти из пласта (5–30 сут) с регулярным отбором проб нефти (5–24 раза в сутки) для анализа содержания в ней фильтрата, глины или бурового раствора. В этот период, как правило, происходят самопроизвольная очистка и улучшение проницаемости ПЗП, и, как следствие, увеличение коэффициента продуктивности скважины. Частичная самопроизвольная очистка ПЗП происходит во время освоения или исследования скважины в течение 1–3 сут, а также при кратковременном периоде ее эксплуатации, а полная – в течение 10–40 сут;

гидродинамические исследования для оценки состояния ПЗП, а также анализ и использование результатов ранее выполненных испытаний скважин с целью определения коэффициента гидродинамического совершенства скважины. Результаты расчетов покажут, какому состоянию соответствует ПЗП – промежуточной или полной самопроизвольной очистке;

выбор способа при проведении принудительной очистки ПЗП, в качестве которого могут быть: интенсивное гидровоздействие путем периодического создания депрессий и репрессий с использованием пластовой нефти или создания на пласт большой депрессии и др.; проведение обработки призабойной зоны пласта раствором ПАВ или растворителями, не разрушающими породу; проведение кислотной обработки для растворения веществ, загрязняющих ПЗП;

освоение скважины и гидродинамические исследования после принудительной очистки ПЗП.

Для количественной оценки гидродинамического совершенства скважины при оценке состояния ПЗП принимается формула

$$\varphi = \frac{Q_{\text{ис}}}{Q_{\text{н}}} = \frac{k_{\text{п}}}{k_{\text{о}}} \frac{\lg(R_{\text{к}} / r_{\text{с}})}{\lg(R_{\text{к}} / r_{\text{пр}})}, \quad (6.6)$$

где φ – коэффициент гидродинамического совершенства скважины; $Q_{\text{ис}}$ и $Q_{\text{с}}$ – дебиты гидродинамически несовершенной и совершенной скважин соответственно; $k_{\text{п}}$ и $k_{\text{у}}$ – коэффициент проницаемости соответственно призабойной и удаленной зон пласта; $R_{\text{к}}$ – радиус контура питания пласта; $r_{\text{с}}$ и $r_{\text{пр}}$ – радиус гидродинамически совершенной скважины и приведенный несовершенной скважины соответственно.

Проницаемость призабойной зоны $k_{\text{п}}$ отражает ее ухудшение и улучшение при вскрытии пласта, освоении или эксплуатации скважины, а также литологическую неоднородность, различие физико-химических свойств и трещиноватость пород коллектора.

Через приведенный радиус скважины оцениваются аномальные фильтрационные сопротивления от неполноты вскрытия пласта, его литологической неоднородности и трещиноватости. Недостаток метода – трудность определения радиуса контура питания. Нахождение его особенно осложняется в геолого-разведочных работах, когда на разведваемой площади имеется только одна скважина. Поэтому радиус контура питания единичной разведочной скважины при ее опробовании условно принимается равным 1000 м. В эксплуатационных скважинах он приравнивается к половине среднего расстояния между исследуемой и соседними скважинами.

Из формулы (6.6) видно, что коэффициент гидродинамического несовершенства скважины зависит от двух переменных величин: от коэффициента проницаемости призабойной зоны и приведенного радиуса скважины.

Если проницаемость призабойной зоны равна проницаемости удаленной зоны пласта, то коэффициент гидродинамического совершенства скважины будет равен единице. Если же во время вскрытия пласта проницаемость призабойной зоны ухудшилась, то коэффициент гидродинамического совершенства скважины будет меньше единицы. При образовании в призабойной зоне искусственных трещин проницаемость ее будет улучшена по сравнению с удаленной зоной, и если после вскрытия пласта она не ухудшена, то коэффициент гидродинамического совершенства скважины будет больше единицы. С увеличением количества трещин, соединенных со стволом скважины, коэффициент гидродинамического совершенства тоже будет увеличиваться.

Итак, в трещиноватых, пористо-трещиноватых, а также пористых коллекторах при образовании искусственных трещин в ПЗП коэффициент гидродинамического совершенства скважины в зависимости от степени загрязнения трещин может быть меньше, равен или больше единицы.

При условии равенства проницаемости в призабойной зоне и удаленных зонах пласта и литологической неоднородности коллекторов коэффициент гидродинамического совершенства скважины будет в основном зависеть от значения степени и метода вскрытия пласта. Например, если по степени вскрытия его скважина совершенна, то коэффициент гидродинамического совершенства ее в основном будет зависеть от плотности и качества перфорации, монолитности самого цементного кольца и плотности сцепления его с фильтрационной поверхностью породы. Чем больше плотность перфорации, глубже перфорационные каналы в породе, тем больше будет гидродинамическое совершенство скважин. При определенной

плотности перфорации в условиях высокой трещиноватости породы и кавернозности ствола, а также торпедировании скважины коэффициент гидродинамического совершенства ее может быть равен, а иногда и больше единицы.

При немонолитном сцеплении цементного кольца с фильтровой поверхностью скважины или отсутствии этого кольца коэффициент гидродинамического совершенства скважины может быть равен или больше единицы. Таким образом, и в этом случае при соответствующем влиянии одной или нескольких причин коэффициент гидродинамического совершенства скважины может быть меньше, равен или больше единицы. В последних двух случаях, когда коэффициент равен или больше единицы, название его не отражает содержания. Поэтому эту величину следует называть коэффициентом гидродинамического совершенства призабойной зоны пласта. В результате применения какого-либо способа самопроизвольной очистки, а также методов воздействия на пласт изменится дебит скважины. Это будет свидетельствовать об изменении коэффициента гидродинамического совершенства призабойной зоны пласта. Допустим, что после обработки призабойной зоны пласта раствором ПАВ дебит несовершенной скважины увеличился с $Q_{нс}$ до $Q'_{нс}$. Тогда с учетом уравнения (6.6) эффективность обработки

$$n_{\%} = \frac{\Phi_2 - \Phi_1}{\Phi_1} 100 \% = \frac{k_{i2}(3 - \lg r_{01}) - k_{i1}(3 - \lg r_{02})}{k_{i1}(3 - \lg r_{02})} 100 \%. \quad (6.7)$$

Здесь буквенные обозначения параметров с индексом "1" соответствуют их значениям до обработки, а с индексом "2" – после обработки.

Если эффективность обработки вызвана улучшением только проницаемости пористой среды в призабойной зоне, то приведенный радиус скважины будет постоянной величиной, а уравнение (6.7) примет вид

$$n_{\%} = \frac{k_{i2} - k_{i1}}{k_{i1}} 100 \%. \quad (6.8)$$

Во время обработки призабойной зоны и освоения скважины, т.е. при прямом и обратном движении раствора или другой технологической жидкости, по всей толщине пласта может промыться зазор между стенками породы скважины и цементным стаканом. В таких случаях значительно повышается фильтрационная поверхность притока жидкости из пласта, а следовательно, увеличивается и приведенный радиус скважины.

Если же проницаемость призабойной зоны остается без изменений, то уравнение (6.7) преобразуется, т.е.

$$n_{y0} = \frac{\lg r_{02} - \lg r_{01}}{3 - \lg r_{02}}. \quad (6.9)$$

В природе не существует абсолютно одинаковых скважин по гидродинамическим и технологическим характеристикам. Они отличаются друг от друга геолого-литологическими, физико-химическими, термогидродинамическими, технико-технологическими и другими характеристиками.

Для оценки состояния призабойной зоны пласта можно использовать кривые восстановления давления в скважине. Обработав их, можно определить значение так называемого скин-фактора, с помощью которого можно найти количественную характеристику гидродинамической связи между скважиной и продуктивным пластом. Рассмотрим этот вопрос подробнее.

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ ПО КВД

Давление в любой точке пласта (в том числе на забое скважины) после пуска или остановки скважины с постоянным дебитом зависит от множества факторов и параметров: состояния призабойной зоны, радиуса скважины и ее гидродинамического несовершенства, геометрии границ пласта и т.д. [179]:

$$p(r, t) = p_e - \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left[\delta(r, t, r_s, \tilde{p}_s, \tilde{t}_s, \tilde{r}_s, N_a, \dots) + S \right], \quad (6.10)$$

где p_k – давление на контуре питания пласта; Q – дебит скважины на установившемся режиме ее пуска или остановки; μ – динамическая вязкость жидкости; k – коэффициент проницаемости пласта; h – толщина пласта; p_s , t_s , r_s – безразмерное давление, время и координата точки; S_d – безразмерный коэффициент влияния ствола скважины; S – скин-фактор, введенный Ван-Эвердингером и Херстом (1953 г.); он определяет разность давлений при установившемся режиме фильтрации вокруг скважины, призабойная зона которой имеет проницаемость, отличную от проницаемости удаленной зоны пласта.

На рис. 6.6 схематически представлена скважина в двухзональном пласте. В однородном пласте с проницаемостью k находится скважина радиуса r_c , а в призабойной зоне пласта наблюдается круговая зона радиуса r_s , в которой проницаемость

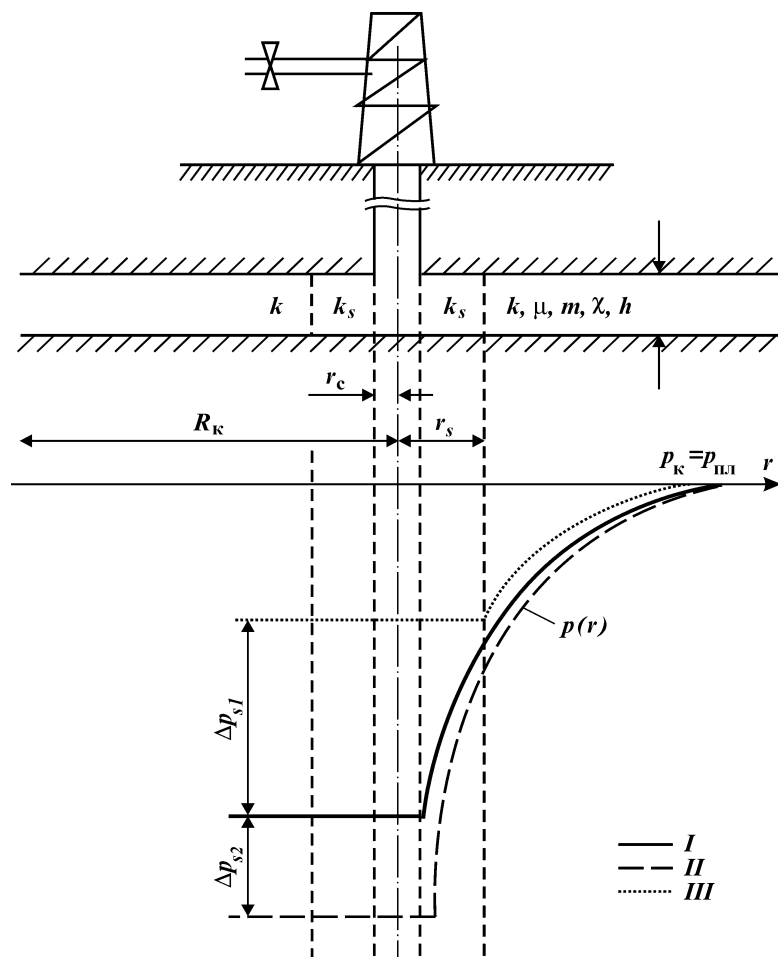


Рис. 6.6. Схема скважины со скин-фактором и эпюры распределения давления в двухзональном пласте:
 $I - S = 0, k_s = k$, однородный пласт; $II - S_1 > 0, k_s < k$, ухудшение состояния проницаемости ПЗП (засорение, кольматация, различные отложения и т.д.); $III - S_2 < 0; k_s > k$, улучшение ПЗП (возможно, из-за проведения обработок ПЗП-ГРП, СКО, наличия трещин и т.д.)

равна k_s . Дебит скважины при установившейся плоскорадиальной фильтрации в этом случае выражается формулой [26]

$$Q = \frac{2\pi kh(\delta_{\bar{e}} - \delta_c)}{\mu \left[\ln \frac{R_{\bar{e}}}{r_s} + \frac{k}{k_s} \ln \frac{r_s}{r_c} \right]}. \quad (6.11)$$

Представляя формулу в виде

$$\begin{aligned} \delta_{\bar{e}} - \delta_c &= \Delta\delta_c = \frac{Q\mu}{2\pi kh} \left[\ln \frac{R_{\bar{e}}}{r_s} + \frac{k}{k_s} \ln \frac{r_s}{r_c} \right] = \\ &= \frac{Q\mu}{2\pi kh} \left[\ln \frac{R_{\bar{e}}}{r_c} + \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_c} \right] = \frac{Q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{R_{\bar{e}}}{r_c} + S \right), \end{aligned} \quad (6.12)$$

можно судить, что скин-фактор S представляет собой часть общей депрессии на пласт, который расходуется на преодоление дополнительных фильтрационных сопротивлений в зоне с внешним радиусом r_s , где проявляется скин-фактор.

Учет скин-эффекта, т.е. ухудшения ПЗП, осуществляется введением понятия обобщенного приведенного (эквивалентного) радиуса скважины $r_{c \text{ пр.}}$ (В.Н. Щелкачев, 1951 г.; Г.И. Баренблатт и В.А. Максимов, 1958 г.). Приведенный радиус скважины определяется соотношением

$$r_{\text{пр}} = \left(\frac{r_c}{r_s} \right)^{\frac{k}{k_s}} r_s = r_c \left(\frac{r_c}{r_s} \right)^{\frac{k}{k_s} - 1} = r_c e^{-S} \equiv r_c e^{-(S+C_s)}, \quad (6.13)$$

где r_c – радиус гидродинамически совершенной скважины; C_d – коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления, можно оценить по графикам В.И. Щурова.

Определение скин-фактора S (его знака и значения) позволяет решать важные практические задачи:

- оценивать состояние ПЗП скважины в любой момент ее жизни;
- ранжировать фонд скважин и выделять те из них, которые имеют ухудшенное состояние ПЗП;

- планировать ГТМ, направленные на улучшение состояния ПЗП, увеличение дебитов скважин (установление очередности проведения операций ГТМ, выбор скважины и технологии проведения ГТМ);

- судить об эффективности ГТМ по значениям скин-фактора S , определенным до и после проведения ГТМ.

Основная расчетная формула, используемая в гидродинамических исследованиях скважин с учетом влияния скин-фактора, представляется в виде [179]

$$\delta(r_c, t) \cong \delta_e - \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{\chi t}{r_c^2} + 0,80901 + 2S \right), \quad (6.14)$$

откуда скин-фактор

$$S = 1,151 \left[\frac{\delta_e - \delta_c(t)}{i} - \log t - \log \frac{\chi}{r_c^2} + 3,23 \right]; \quad (6.15)$$

$$S = 1,151 \left[\frac{\delta_e - \delta_c(t)}{m} - \log t - \log \frac{k}{m\mu C_t r_w^2} + 3,23 \right], \quad (6.16)$$

где m – пористость; C_t – общая сжимаемость флюидов в стволе скважины; r_c – радиус скважины.

Для удобства и упрощения, например, для случая КПД $t = 1$ ч находят $p_c(t) = p_{1ч}$, являющиеся продолжением прямолинейного участка графика КПД в полулогарифмических координатах до оси ординат (рис. 6.7).

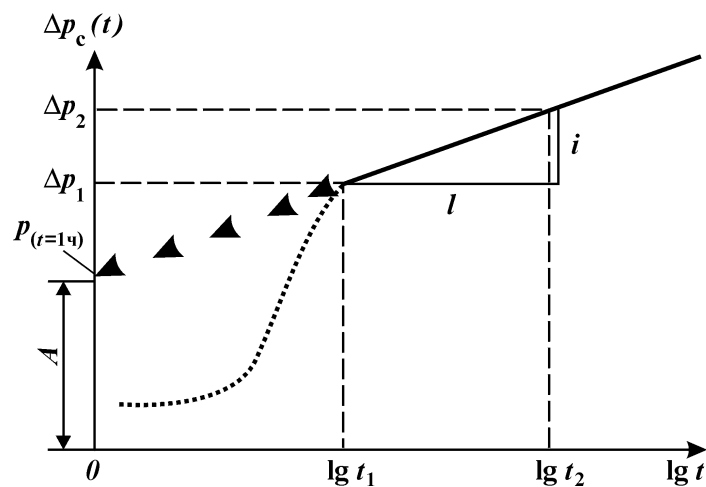


Рис. 6.7. Схематическое представление КПД – КВД в полулогарифмических координатах:

$\Delta p_c(t)$ – прирост забойного давления во времени t после остановки скважины; $\Delta p_1, \Delta p_2$ – прирост забойного давления в двух произвольных точках, взятых для определения значения тангенса угла наклона прямой к оси абсцисс; A – отрезок, отсекаемый продолжением линейного участка КВД на оси ординат;
 $i = (\Delta p_2 - \Delta p_1) / (\lg t_2 - \lg t_1)$

Тогда скин-эффект подсчитывается по формуле

$$S = 1,151 \left[\frac{\delta_e - \delta_{1+}}{m} - \lg \frac{k}{m \mu C_t r_c^2} + 3,23 \right]. \quad (6.17)$$

На точность определения скин-эффекта влияют правильность графического нахождения прямолинейного участка КПД и его уклона в полулогарифмических координатах и постоянные параметры в формулах (6.15) и (6.16). Однако на КПД–КВД влияют и другие факторы (влияние ствола скважины – послеэксплуатационный приток, различные режимы течения и другие эффекты), которые вносят неопределенность и затрудняют уверенное выделение прямолинейного участка в полулогарифмических координатах. Исследования, приведенные в работе [179], позволяют устранить эту неуверенность.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ ПО ДАННЫМ ИССЛЕДОВАНИЯ НА НЕУСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ

Известно, что точность расчетов по подбору оборудования и режима работы малодебитных скважин не может превышать точность исходных данных, поэтому достоверность последних имеет важное значение.

Исходные данные могут быть получены в результате гидродинамических исследований скважин. Количество исследований регламентируется стандартами предприятия.

По результатам исследований скважин на установившихся режимах можно определить коэффициент продуктивности и пластовое давление, оценить приближенно гидропроводность и коэффициент проницаемости пород призабойной зоны пласта. Существует классическая технология такого исследования, при которой необходимо измерять дебит скважины и соответствующее этому дебиту забойное давление p_c в ней для каждого из нескольких установившихся режимов. По данным измерений строится индикаторная линия в координатах $Q-p_c$, при наличии которой можно легко установить оптимальный режим.

Осуществить практически качественные исследования мешает отсутствие необходимых технических средств. Серийные групповые замерные установки не обеспечивают необходимую точность измерения небольших дебитов. Непосредственное измерение давления на забое работающей скважины при помощи автономного глубинного прибора – довольно редкая операция.

Для периодически работающих скважин получение индикаторной линии представляет сложную задачу, так как для них при существующем оборудовании не может быть получена даже одна пара значений дебита и забойного давления, соответствующих установившемуся режиму. При работе установленного на скважинах оборудования в существующем режиме откачки динамический уровень жидкости непрерывно снижается и достигает приема насоса за время 3,5–12 ч (в среднем 5 ч).

При постоянной работе скважин в течение суток уровень теоретически должен опуститься ниже искусственного забоя. По этой причине для периодически работающих скважин нельзя определить по методу "пробных откачек" даже приближенное значение коэффициента продуктивности.

Для определения коэффициента продуктивности периодически работающих скважин могут быть использованы методы гидродинамических исследований на неустановившихся режимах или специальные приемы построения индикаторной диаграммы.

По существу, имеются два метода исследования скважин при неустановившихся режимах фильтрации. Первый – метод однократного изменения режима работы скважины, технология проведения которого заключается в пуске простаивающей скважины с постоянным дебитом или остановке скважины, работающей на установившемся режиме. Снимается кривая изменения давления и обрабатывается в полулогарифмических координатах $\Delta p - \lg t$ (см. рис. 6.7)

$$\Delta p = p_c(t) - p_{c0}, \quad (6.18)$$

где $p_c(t)$ – изменение забойного давления после пуска (остановки) скважины; p_{c0} – забойное давление при работе скважины перед остановкой на установившемся режиме с дебитом Q_0 ; t – текущее время восстановления давления.

Для периодически работающих скважин необходимо применять второй метод – двукратного изменения режима. Его технология заключается в пуске долго простаивающей скважины и отработке ее в течение времени меньшего необходимого для достижения установившегося режима, а затем в остановке скважины. Обычно в этом случае записывают и обрабатывают кривые изменения давления в координатах $p_c(t) - \lg(T + t)/t$, где T – расчетное время работы скважины с постоянным дебитом.

Таким образом, необходимо измерять накопленную добычу жидкости $\Sigma Q_{\text{ж}}$ за время работы скважины, дебит и забойное

давление в момент остановки скважины на исследование, а также забойное давление в произвольные моменты времени после остановки.

Кривая изменения забойного давления после остановки скважины описывается [179] уравнением

$$\delta_c(t) = \delta_i - \frac{Q_{ж\text{ ст}} b_{ж} \mu_{пл}}{4\pi k h} \ln \frac{T+t}{t}, \quad (6.19)$$

где $p_{пл}$ – пластовое давление; $Q_{ж\text{ ст}}$ – дебит жидкости в стандартных условиях; $b_{ж}$ – объемный коэффициент жидкости при пластовых условиях,

$$b_{ж} = b_n(1 - n_v) + n_v b_v, \quad (6.20)$$

здесь b_n , b_v – объемный коэффициент соответственно нефти и воды; n_v – объемная обводненность продукции скважины; k – коэффициент проницаемости пласта; h – толщина пласта; $\mu_{пл}$ – вязкость водонефтяной эмульсии в пластовых условиях.

Расчетное время работы скважины с постоянным дебитом $Q_{ж\text{ ст}}$

$$T = \Sigma Q_{ж\text{ ст}} / Q_{ж\text{ ст}}. \quad (6.21)$$

По графику восстановления давления, построенному в координатах $\Delta p = p_c(t) - p_{c0} - \lg(T+t)/t$ по двум произвольным точкам t_1 и t_2 (рис. 6.8) определяется значение тангенса угла наклона прямой к оси абсцисс:

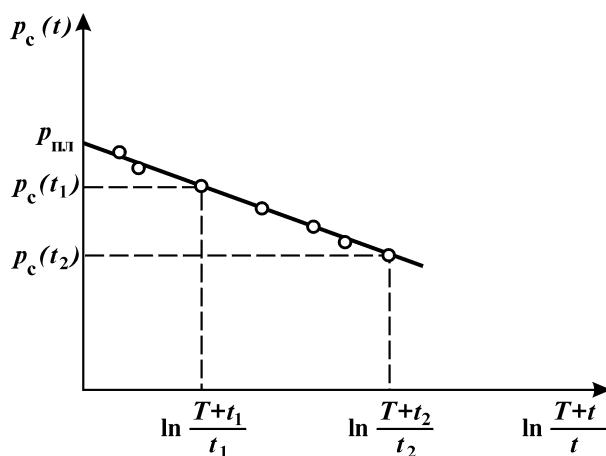


Рис. 6.8. График восстановления давления на забое скважины

$$i = \frac{\Delta p_c(t_1) - \Delta p_c(t_2)}{\ln \frac{T + t_2}{t_2} - \ln \frac{T + t_1}{t_1}}, \quad (6.22)$$

где $\Delta p_c(t_1)$ и $\Delta p_c(t_2)$ – значения прироста забойного давления в момент времени t_1 и t_2 соответственно.

По значению i с учетом формулы (6.19) можно определить гидропроводность пласта по выражению

$$\frac{kh}{\mu_{\text{гв}}} = \frac{Q_{\text{гв}} b_{\text{гв}}}{4\pi i}, \quad (6.23)$$

а коэффициент проницаемости пласта по формуле

$$k = \frac{Q_{\text{гв}} b_{\text{гв}} \mu_{\text{гв}}}{4\pi h i}. \quad (6.24)$$

По полученным значениям гидропроводности и коэффициента проницаемости пласта можно рассчитать приближенное значение коэффициента продуктивности периодически работающей скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ, ОБОРУДОВАННОЙ ШСНУ, МЕТОДОМ ДИНАМОМЕТРИРОВАНИЯ [132]

Определение коэффициента продуктивности малодебитной скважины, оборудованной ШСНУ, методом пробных откачек осложняется невозможностью спуска глубинных манометров для измерения забойного давления при заданных режимах работы скважины. С достаточной точностью для решения промысловых задач в таких случаях коэффициент продуктивности может быть определен по динамограммам, снятым на двух режимах работы скважины.

Известно, что в конце хода вверх сальникового штока на головку балансира станка-качалки действует максимальная статическая нагрузка

$$G_{\text{max}}^{\text{в}} = G_{\text{ш}} + G_{\text{ж}} + G_{\text{тр}} - G_{\text{погр}}, \quad (6.25)$$

где $G_{\text{ш}}$ – нагрузка от веса колонны штанг в жидкости; $G_{\text{ж}}$ – нагрузка от веса столба жидкости в НКТ; $G_{\text{тр}}$ – силы трения; $G_{\text{погр}}$ – сила, действующая на плунжер насоса снизу и обусловленная погружением насоса под динамический уровень жидкости.

При этом допускается, что плотность откачиваемой жидкости в процессе динамометрирования не изменяется и силы трения постоянны.

При принятых условиях значение $G_{\max}^B$ в процессе исследования изменяется в зависимости от давления на приеме насоса $p_{\text{пр}}$, так как сумма трех первых слагаемых (6.25) в этом случае остается постоянной. Тогда

$$G_{\text{погр}} = G_{\text{ш}} + G_{\text{ж}} - G_{\text{тр}} - G_{\max}^B, \quad (6.26)$$

или, выразив $G_{\text{погр}}$ через давление на приеме насоса, получим

$$p_{\text{пр}} = \frac{G_{\text{ш}} + G_{\text{ж}} - G_{\text{тр}} - G_{\max}^B}{f_i}, \quad (6.27)$$

где f_i – площадь плунжера ШГН.

Таким образом, если изменить режим откачки, то изменение забойного давления будет равно разности давлений на приеме насоса при работе на двух режимах. В связи с этим при справедливости линейного закона фильтрации жидкости в скважину коэффициент продуктивности с учетом принятых допущений можно определить по формуле

$$K = \frac{(Q_2 - Q_1)f_i}{G_{\max 2}^B - G_{\max 1}^B}, \quad (6.28)$$

где $G_{\max 2}^B$, $G_{\max 1}^B$ – статические нагрузки в точке подвеса штанг в конце хода вверх на разных режимах работы скважины, определенные при кратковременной остановке СК в крайнем верхнем положении головки балансира.

Процесс исследования скважины заключается в следующем:

устанавливают минимально возможный режим работы скважины;

при достижении установившегося режима работы снимают динамограмму, записывают нулевую линию, линию нагрузки от веса штанги и линию статической нагрузки в крайнем верхнем положении балансира при кратковременной остановке станка-качалки;

изменяют режим работы скважины в 1,5–2 раза и по достижении установившегося режима работы повторяют операции, предусмотренные п. 2.

При снятии динамограмм необходимо соблюдать следующие условия:

линию нагрузки от веса штанг $G_{ш}$ записывать в положении, когда точка подвеса штанг не перешла нижнюю "мертвую" точку;

линию максимальной статической нагрузки G_{max}^B записывать в положении, когда точка подвеса штанг не перешла верхнюю "мертвую" точку.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ ПРОСЛЕЖИВАНИЯ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ

При совместной работе скважины и пласта на установившемся режиме в кольцевом пространстве между обсадной колонной и НКТ устанавливается практически постоянный динамический уровень жидкости. Если насосную установку остановить, то приток жидкости из пласта продолжается и происходит заполнение скважины. При этом поступление жидкости происходит на нестационарном режиме фильтрации, так как увеличение высоты столба жидкости в скважине приводит к возрастанию забойного давления.

Считая в каждый фиксированный момент времени режим установившимся и используя метод последовательной смены стационарных состояний, приток жидкости в скважину можно рассчитать по формуле Дюпюи, записанной в виде

$$Q(t) = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{[\delta_e - \delta_c(t)]}{\ln \frac{R_e}{r_{\text{н.д.}}}}, \quad (6.29)$$

где $Q(t)$ – изменяющийся во времени приток жидкости в скважину после ее остановки; p_k – давление на контуре питания пласта, для группового размещения добывающих скважин приравняемое к динамическому пластовому давлению; $p_c(t)$ – переменное во время заполнения скважины жидкостью забойное давление; R_k – радиус контура питания, принимаемый равным половине расстояния между соседними скважинами a ; $r_{\text{н.д.}}$ – приведенный радиус скважины, значение которого рассчитывается по паспортным данным скважины и графикам В.И. Щурова; остальные обозначения прежние.

Выражая пластовое и забойное давления через напоры столба жидкости, уравнение (6.29) запишем в виде

$$Q(t) = \frac{2\pi kh \rho g}{\mu} \frac{[H_e - H_c(t)]}{\ln \frac{a}{r_{\text{н.д.}}}}, \quad (6.30)$$

где H_k – статический столб жидкости на контуре питания; $H_c(t)$ – столб жидкости в скважине в заданный момент времени; ρ, g – соответственно плотность жидкости и ускорение свободного падения.

Дебит скважины в любой момент времени после прекращения работы насоса

$$Q(t) = -F \frac{dH_c(t)}{dt}, \quad (6.31)$$

F – площадь сечения обсадной колонны с внутренним диаметром D .

Приравнивая левые части уравнений (6.30) и (6.31), получаем

$$-F \frac{dH_c(t)}{dt} = \frac{2\pi kh \rho g}{\mu} \frac{[H_{\hat{e}} - H_c(t)]}{\ln \frac{a}{r_{\hat{n}\hat{i}\hat{o}}}}. \quad (6.32)$$

Разделив переменные в уравнении (6.32) и определив интервалы интегрирования по t и H_c , можно записать

$$\int_{H_{c0}}^{H_c(t)} \frac{dH_c}{H_{\hat{e}} - H_c(t)} = -\frac{2\pi kh \rho g}{\mu F \ln \frac{a}{r_{\hat{n}\hat{i}\hat{o}}}} \int_0^t dt. \quad (6.33)$$

Интегрируя уравнение по t от нуля до t и по H_c от H_{c0} до $H_c(t)$, получаем

$$\ln \frac{[H_{\hat{e}} - H_c(t)]}{H_{\hat{e}} - H_{c0}} = -\frac{2\pi kh \rho g}{\mu F \ln \frac{a}{r_{\hat{n}\hat{i}\hat{o}}}} t. \quad (6.34)$$

Здесь H_{c0} – динамический столб жидкости перед остановкой скважины.

Учитывая, что комплекс $2\pi kh / \mu \ln(a/r_{\text{пр}})$ представляет собой коэффициент продуктивности скважины, можно записать

$$\ln \frac{[H_{\hat{e}} - H_c(t)]}{H_{\hat{e}} - H_{c0}} = -\frac{4K \rho g}{\pi D^2} t. \quad (6.35)$$

Выражение (6.28) представляет собой уравнение прямой в координатах $\ln \phi$ и t , где $\phi = [H_k - H_c(t)] / (H_k - H_{c0})$.

Для обработки данных исследований скважины H_k определяют по результатам измерения статического уровня жидкости после полной ее стабилизации, т.е. полного восстановления забойного давления, приравниваемого к текущему динамическому пластовому давлению.

Итак, обработка данных исследования скважины сводится к следующему:

по данным наблюдений за изменением динамического уровня жидкости в скважине строят график в координатах $\ln \Phi$ и t (рис. 6.9);

на графике по произвольно выбранным двум точкам определяют $\ln \Phi_1$ и $\ln \Phi_2$ для заданных t_1 и t_2 ;

рассчитывают значение тангенса угла α по формуле

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{\ln \Phi_2 - \ln \Phi_1}{t_2 - t_1}; \quad (6.36)$$

по значению $\operatorname{tg} \alpha$ рассчитывают коэффициент продуктивности скважины

$$K = \frac{\pi D^2 \operatorname{tg} \alpha}{4 \rho g} \quad (6.37)$$

и значения коэффициента проницаемости k , подвижности нефти k/μ и гидропроводности kh/μ .

Некоторыми неудобствами рассматриваемого способа расчета является необходимость иметь для обработки данных исследования скважин значения статического уровня жидкости, соответствующие динамическому пластовому давлению. Для получения этого параметра необходимо дождаться полного восстановления давления после остановки скважины. В малодебитных скважинах восстановление пластового давления в условиях низкопродуктивных коллекторов, насыщенных

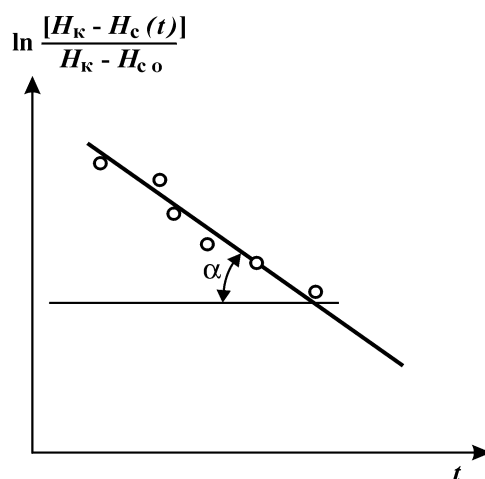


Рис. 6.9. К обработке кривых прослеживания уровня жидкости в скважине после ее

вязкими нефтями, требует значительного времени простаивания скважины (месяц и более).

Для сокращения времени в БашНИПИнефти разработана методика обработки данных исследования методом прослеживания уровня жидкости, ускоряющая процесс изучения скважин в несколько раз. Приведем основные моменты этой методики.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ ПО НЕПОЛНЫМ КРИВЫМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ (ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ)

Метод заключается в снятии неполных кривых восстановления уровня (давления) по исследуемой скважине после ее остановки. Неполные кривые снимаются на участке активного восстановления уровня (давления). Конечное значение пластового давления (статического уровня) определяется способом аппроксимации.

Исследования скважин при неустановившемся режиме фильтрации жидкости способом снятия неполной кривой восстановления пластового давления проводятся в следующем порядке.

1. Перед началом исследования в скважину спускается через затрубное пространство глубинный манометр, и после 1–2 ч работы скважина останавливается на восстановление пластового давления. В случае невозможности спуска в скважину манометра более тщательно отбивается динамический уровень жидкости в затрубном пространстве или путем спуска прибора в НКТ.

2. Периодически в течение 1–8 сут ведется замер роста давления в скважине.

3. После 1–8 сут наблюдения за восстановлением давления исследование прекращается и скважина вводится в дальнейшую эксплуатацию.

4. Во время исследования во избежание накопления газа затрубное пространство скважины должно быть открытым на факельную линию или организован принудительный отбор газа.

По полученным данным строится усредненная неполная кривая восстановления пластового давления (статического уровня). Выбор способа обработки данных замеров производится из следующих соображений. Считается, что положение p_k (статического уровня жидкости) неизвестно.

После преобразования уравнения (6.32) получим

$$\ln[H_{ki} - H_c(t)] = \ln[H_{ki} - H_{c0}] - \frac{2\pi kh \rho g}{\mu F \ln \frac{a}{r_{\text{нп}}}} t. \quad (6.38)$$

Графический анализ уравнения (6.38) показывает, что при значениях $H_{ki} \neq H_k \neq \text{const}$ оно является уравнением некоторого семейства кривых, которые при $H_{ki} \rightarrow H_k \rightarrow \text{const}$ стремятся преобразоваться в прямую линию (рис. 6.10).

Следовательно, перестраивая неполную кривую восстановления уровня (забойного давления) в координатах $\ln[H_{ki} - H_c(t)]$, t при различных задаваемых значениях $H_{ki} \geq H_k$, необходимо добиться такого значения H_{ki} , когда рассматриваемое семейство кривых трансформируется в прямую линию типа $y = b - ax$. При этом будет достигнуто равенство $H_{ki} = H_k$ и будет определено значение динамического пластового давления в районе расположения исследуемой скважины.

Дальнейшая обработка замеров ведется по приведенному ранее методу прослеживания уровня жидкости в скважине.

Угловой коэффициент этой прямой согласно выражению (6.38)

$$\text{tg } \alpha = \frac{2\pi kh \rho}{\mu F \ln \frac{R_{\text{е}}}{r_{\text{н}}}}, \quad (6.39)$$

а отрезок, отсекаемый прямой на оси ординат,

$$B = \ln(H_k - H_{c0}) = \ln(p_k - p_{c0}). \quad (6.40)$$

Из формулы (6.38) коэффициент продуктивности скважины

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_{\text{е}}}{r_c}} = F \frac{\text{tg } \alpha}{\rho}. \quad (6.41)$$

Из графика (см. рис. 6.10) угловой коэффициент

$$\text{tg } \alpha = \frac{\Phi_2 - \Phi_1}{t_2 - t_1}. \quad (6.42)$$

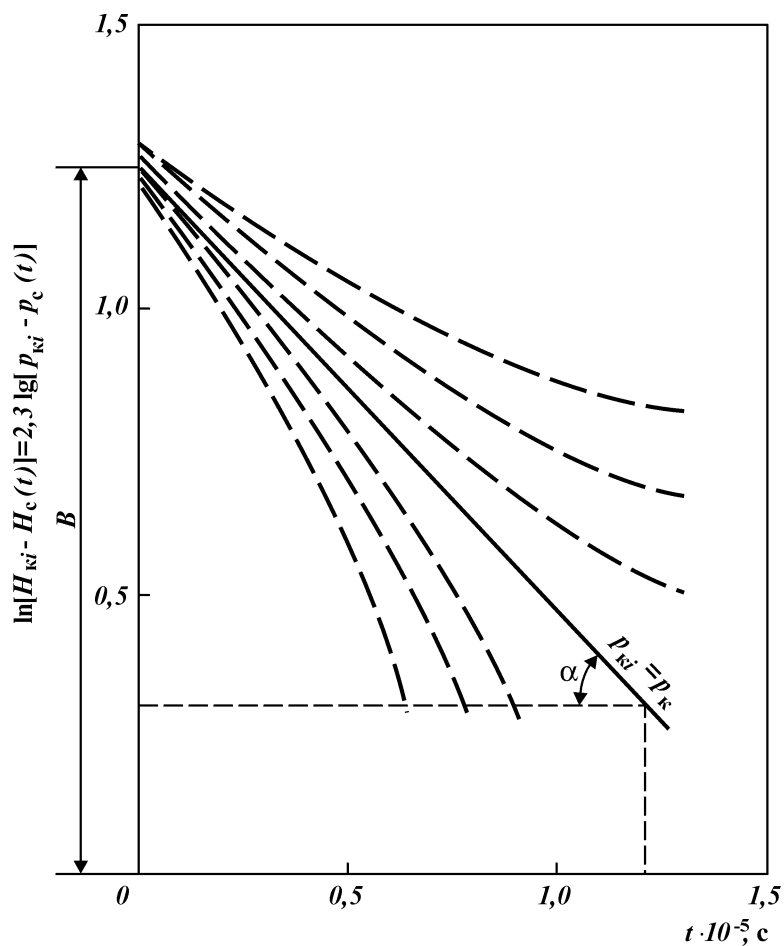


Рис. 6.10. К обработке данных исследования скважин по ускоренному методу

Значения ϕ_1 и ϕ_2 определяются по графику (см. рис. 6.10) при $p_{ki} = p_k$ для двух произвольно взятых точек, соответствующих значениям t_1 и t_2 .

По известному значению коэффициента продуктивности скважины можно рассчитать основные фильтрационные характеристики ПЗП: коэффициент проницаемости, подвижность нефти и гидропроводность пласта.

ОСОБЕННОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ПРОДУКЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

Решение задач по выбору оптимальных условий эксплуатации малодебитных скважин существенно зависит от работы средств измерения их продукции. Существующие автоматизированные групповые замерные установки не обеспечивают надежное измерение дебита скважин менее 5 м³/сут.

Исследованиями [34, 85 и др.] установлен периодический характер изменения дебита по времени и не только малодебитных скважин. Наблюдаются периодические увеличения и последующие уменьшения дебита в течение каждые 10–20 мин работы насоса. На рис. 6.11, *a* приведено

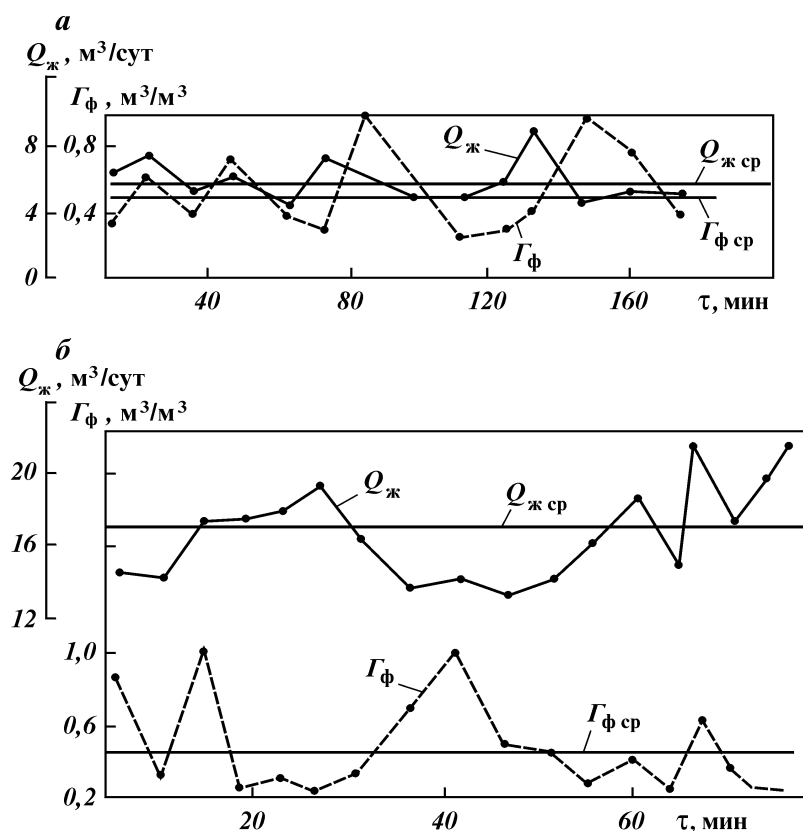


Рис. 6.11. Изменение дебита жидкости $Q_{ж}$ и газового фактора $\Gamma_{ф}$ во времени t по скв. 875 (*a*) и скв. 877 (*б*) Таймурзинского месторождения [34]

изменение дебита одной из исследовавшихся скважин по жидкости и газового фактора во времени. Видно, что при работе скв. 875 Таймурзинского месторождения при среднем дебите, равном $6,2 \text{ м}^3/\text{сут}$, наблюдается изменение дебита на $\pm 1,6 \text{ м}^3/\text{сут}$, что составляет $\pm 25 \%$. Изменение газового фактора также периодически с той лишь разницей, что максимальные значения газового фактора соответствуют минимальным значениям дебита скважины по жидкости. Особенно ярко выражена эта особенность по скв. 875 при большем значении среднего дебита (рис. 6.11, б). При этом с увеличением дебита, амплитуда его изменения возрастает. Так, при среднем дебите $17,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ амплитуда изменения дебита уже составляет $\pm 12 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Изменение дебита скважины по жидкости, газового фактора и содержания воды в добываемой продукции, очевидно, связано со сложными физико-химическими процессами, происходящими в НКТ при движении газожидкостной смеси.

Важную роль в малодебитных скважинах играет периодичность подачи ШГН. Превышение подачи насоса над дебитом скважины приводит к снижению динамического уровня жидкости в скважине вплоть до приема насоса и срыву его подачи. Для возобновления работы необходимо, чтобы уровень жидкости повысился до определенного положения с тем, чтобы давление на приеме насоса превысило давление в цилиндре при ходе вверх с учетом гидравлических сопротивлений, возникающих в приемном клапане. За время увеличения глубины погружения насоса под динамический уровень резко уменьшается скорость движения жидкости в НКТ, что вызывает увеличение относительной скорости газа.

Другой причиной, по-видимому, является неравномерный характер распределения газа по длине подъемника из-за непрерывного его выделения из нефти и снижения давления. Отмечено, что в верхней части НКТ образуется "газовый" объем, занимающий до $0,7-0,8$ объема труб.

В выкидной линии имеется вертикальный нисходящий участок, через который движется неустойчивая газонефтяная смесь. Для того, чтобы газовая фаза могла поступить далее в горизонтальный трубопровод, она должна отжать уровень раздела нефть – газ до горизонтального участка трубы и "прорваться" по ее верхней образующей.

По мере того как уровень нефть – газ (наличие воды не рассматривается) будет отжиматься, давление в линии будет в определенной мере возрастать. Достигнув своего максимального значения в момент прорыва в горизонтальный трубопровод,

давление резко снизится. Уровень нефть – газ в вертикальном участке повысится, и начнется процесс накопления газа в "ловушке", представляющей собой трубопровод от колонной головки скважины до угловой задвижки. Амплитуда колебания давления в этой линии составляет 0,005–0,02 МПа в зависимости от значения газового фактора, дебита скважины и т.д.

Таким образом, процесс периодического прорыва газа в выкидную линию носит автоколебательный характер. В период прорыва газа в замерную установку поступает большое его количество, затем оно снижается, а дебит жидкости, напротив, увеличивается, что и является причиной периодических колебаний.

Подтверждением сказанному является периодический характер слива жидкости из пробоотборного крана выкидной линии. Вначале, как правило, после открытия крана происходит слив жидкости. Затем через несколько минут из выкидной линии поступает газ, после чего вновь сливается жидкость и т.д.

Периодический характер поступления жидкости и газа на измерение предъявляет определенные требования к методике измерения и поиску его оптимальных вариантов. Прежде всего необходимо установить закономерности периодических колебаний дебита и на их основе определить минимально необходимое количество циклов измерения, при котором достигается достоверность показаний, а затем следует создать метод расчета среднего значения дебита скважины по кривой изменения показателей за определенный период. То же самое относится и к измерению газовой фазы.

Таким образом, решение проблемы совершенствования измерения дебитов скважин требует создания новых систем контроля за их работой, отвечающих следующим требованиям.

1. Рабочие процессы должны быть непрерывными, т.е. поступление и отвод из установки ГЖС не должны прекращаться. Это обеспечивает стабильность термодинамических параметров во времени и высокую точность измерений.

2. Энергию потока ГЖС нельзя использовать для процесса измерения (вращения турбин, переключения и т.д.), т.е. отвод энергии должен быть минимальным.

3. В энергию потока не должна подводиться дополнительная энергия, так как при этом может снизиться точность измерений из-за необходимости учета количества привнесенной энергии. Однако при некоторых условиях указанное требование может быть нарушено, например, при работе с высоковязкой нефтью и

при наличии парафина. В данной ситуации возможен дополнительный нагрев.

4. Процесс должен быть изобарическим, что позволяет исключить разгазирование или растворение газа в жидкости. При этом повышается точность измерений, снижается интенсивность выпадения парафина, смол (при охлаждении из-за разгазирования).

6.4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН НА НЕПРЕРЫВНОМ РЕЖИМЕ

Рациональная эксплуатация нормальных малодебитных скважин имеет большое технико-экономическое значение. Однако этим вопросам не уделяется должного внимания со стороны промысловых инженеров и научных работников. Этим и объясняется низкая эффективность эксплуатации фонда малодебитных скважин. Кроме того, до сих пор нет соответствующих технических средств их эксплуатации, измерения дебитов и регулирования режимов работы, а также высокоэффективных доступных для применения методов исследования и контроля, методов технико-экономического обоснования условий рентабельной их эксплуатации с учетом нефтегазодобывающего предприятия, объединения, региона и в целом по стране. Все это вызывает разноречивость в решении задач по подбору оборудования, а также режимов эксплуатации и откачки основной массы малодебитных скважин, наносящий заметный ущерб нефтедобывающим предприятиям.

Процесс эксплуатации рассматриваемой группы скважин осуществляется различно: непрерывно с полным заполнением цилиндра; непрерывно с неполным заполнением цилиндра вследствие превышения теоретической производительности насоса над притоком жидкости в скважину; периодически с полным заполнением насоса жидкостью.

Для определения области применения непрерывной эксплуатации малодебитных скважин необходимо исходить из оценки минимальной производительности имеющегося на скважине станка-качалки и минимального диаметра насоса, выпускаемого промышленностью, т.е. следует определить минимальный критический дебит скважины, при котором обеспечивается надежная работа насосного оборудования.

Для расчета этого условия коэффициент подачи можно принимать постоянным и равным 0,2, поскольку при меньших

значениях коэффициента эксплуатация ШСНУ существенно осложняется и становится экономически нецелесообразной.

Условно-теоретическую производительность насосной установки принимают наименьшей из возможных с учетом рабочих параметров установленного на скважине станка-качалки

$$Q_{y.t \min} = 1440 \frac{\pi d_{\min}^2}{4} S_{\min} n_{\min}, \quad (6.43)$$

где $d_{\min}$ – минимальный диаметр насоса из существующих; $S_{\min}$ – минимальная длина хода штока, которую можно установить на станке-качалке данной скважины; $n_{\min}$ – минимальное число ходов плунжера, которое можно установить на станке-качалке.

Формула для расчета коэффициента соответствия производительности ШСНУ дебиту скважины K_c имеет вид [161]

$$K_c = 0,2 Q_{y.t \min} / Q_c, \quad (6.44)$$

где Q_c – дебит скважины.

Числитель в формуле (6.44) показывает, какова наименьшая производительность оборудования ШСНУ на данной скважине. Если дебит скважины на непрерывном режиме больше $Q_{y.t \min}$, т.е. $K < 1$, то при отсутствии других ограничений следует продолжить эксплуатацию на этом режиме. Когда $K \geq 1$, следует переходить на периодическую эксплуатацию.

В табл. 6.7 приведены характеристики станков-качалок, применяемых на объектах ОАО "Оренбургнефть", с указанием минимальной длины хода сальникового штока, минимального числа двойных ходов плунжера и минимального значения производительности установки при коэффициенте подачи насоса 0,2 и диаметре насоса 32 мм.

Видно, что для наиболее распространенных станков-качалок СК-8-3,5-4000 перевод скважин на периодическую эксплуатацию следует осуществлять, когда фактический дебит их равен или меньше 1,93 м³/сут.

Для приводов штанговых глубинных насосов "Уралтрансаш" ПШГН-8-3-5500 фактический дебит ограничивается 0,56 м³/сут.

Для каждого периода эксплуатации нефтяной скважины целесообразно иметь специальный набор нефтепромыслового оборудования, позволяющего при минимальных эксплуатационных затратах обеспечить оптимальную добычу нефти.

Снижение дебитов нефтяных скважин, эксплуатируемых механизированным способом, вызывает рост парка эксплуатационного оборудования повышенной производительности. Приведение в соответствие параметров и характеристик нефтепромыслового оборудования с добычными возможностями скважин – задача очень важная. В условиях достаточно высокого темпа прироста числа малодебитных скважин актуальность ее возрастает.

Рассмотрим решение данной задачи на примере создания экономичного электропривода для малодебитных скважин, так как наиболее приемлемым способом снижения минимальной производительности существующих ШСНУ является перевод их на работу с малым числом качаний $1-2 \text{ мин}^{-1}$.

Возможны два варианта уменьшения числа качаний балансира СК: увеличение передаточного отношения привода СК; применение малооборотного электродвигателя.

Передаточное отношение в приводе СК можно изменить повышением передаточного отношения редуктора; уменьшением диаметра ведущего шкива привода; применением двухступенчатой ременной передачи; использованием малооборотного двигателя.

Обычно передаточное отношение клиноременной передачи привода СК равняется 5, но допускается его увеличение до 6, 7 [172], что может быть получено уменьшением диаметра ведущего шкива до 1000 мм. Этот способ является наиболее легко реализуемым. Однако его применение позволяет охватить фонд малодебитных скважин с минимальными дебитами до $1,6-2,5 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Таблица 6.7

Минимально возможные производительности ШСНУ, применяемых в ОАО "Оренбургнефть"

Типы станков-качалок	Минимальная длина хода сальникового штока, м	Минимальное число двойных ходов, мин^{-1}	Минимальная производительность установки при коэффициенте подачи 0,2, $\text{м}^3/\text{сут}$
СК-6-2,1-2500	0,90	6	1,25
СК-8-3,5-4000	1,67	5	1,93
СК-10-3-5500	1,50	5	1,74
СК-12-3-4000	1,20	5	1,39
МК-8-3-4000	1,60	5	1,85
ПШГН-8-3-5500	1,20	2	0,56
"Лафкин-9.7"	1,60	5	1,85

В случае применения двухступенчатой ременной передачи передаточное отношение в приводе СК может быть повышено до необходимого значения. Однако при этом снижается КПД скважинной насосной установки η_y , определяемый как произведение КПД ее основных частей, т.е.

$$\eta_y = \eta_{дв} \eta_{рем} \eta_{ред} \eta_{мех} \eta_{подз} \eta_{г} \eta_{н}, \quad (6.45)$$

где $\eta_{дв}$ – КПД электродвигателя; $\eta_{рем} = \eta'_{рем} \eta''_{рем}$ – КПД ременной передачи ($\eta'_{рем} = 0,9$ – КПД быстроходной ступени клиноременной передачи, $\eta''_{рем} = 0,8$ – КПД тихоходной ступени клиноременной передачи); $\eta_{ред} = 0,96$ – КПД редуктора; $\eta_{мех} = 0,96$ – КПД механизма СК; $\eta_{подз} = 0,8$ – КПД подземной части, учитывающий потери на трение; $\eta_{г} = 0,98$ – гидравлический КПД установки; $\eta_{н}$ – КПД ШГН.

Таким образом, при введении двухступенчатой клиноременной передачи ее общий КПД снижается на 20 %. Существенным недостатком варианта с двухступенчатой клиноременной передачей является необходимость коренного изменения конструкции СК (изготовление шкивов, промежуточного вала, конструкции для его установки).

Число качаний балансира СК может быть снижено при использовании малогабаритного электродвигателя. Электродвигатель с частотой вращения 500 мин^{-1} пригоден для оборудования малodeбитных скважин с дебитом $1\text{--}3 \text{ м}^3/\text{сут}$. При этом не требуется изменения конструкции СК.

Для оценки энергетической эффективности применения малооборотных электродвигателей по сравнению с другими методами снижения числа качаний балансира необходимо знать КПД, ШГН, активную и реактивную мощности привода.

Мощность, потребная для подъема жидкости из скважины с помощью ШГН,

$$N_{\Pi} = \frac{G_{ж} S n}{30 \cdot 10^3 \eta_{\alpha} \alpha}, \quad (6.46)$$

где $G_{ж} = F_{\Pi} L_{\Pi} \rho_{ж} g + p_y F_{\Pi}$ – нагрузка на головку балансира от веса жидкости (F_{Π} – площадь плунжера насоса, L_{Π} – глубина подвески насоса, $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, g – ускорение свободного падения, p_y – давление на устье скважины); S – длина хода плунжера; n – число качаний балансира; α – коэффициент подачи.

Удельный расход энергии на добычу жидкости

$$\omega_{уд} = p_{\Pi} / Q_{ж}. \quad (6.47)$$

При сравнении вариантов снижения числа качаний балансира следует учитывать изменения КПД и $\cos\phi$ при малой нагрузке двигателя при двухступенчатой клиноременной передаче, а также уменьшение КПД и $\cos\phi$ у низкооборотных двигателей.

Из выражения (6.46) видно, что мощность, необходимая для подъема жидкости из скважины, прямо пропорциональна числу качаний балансира. При замене электродвигателя с синхронной частотой вращения 1000 мин^{-1} электродвигателем с синхронной частотой вращения 500 мин^{-1} его мощность может быть снижена в 2 раза (с учетом проверки пусковых режимов). Поэтому, несмотря на низкий КПД у низкооборотного двигателя, равный 0,8, потери энергии в нем меньше, чем в установленных на СК высокооборотных двигателях, так как мощность последних в 2 раза выше. КПД низкооборотного $\eta_{дн}$ (0,8) и высокооборотного двигателей при малой нагрузке $\eta_{дв}$ (0,88) определяется соответственно из выражений

$$\eta_{дн} = (N_{дн} - \Delta N_n) / N_{дн}; \quad (6.48)$$

$$\eta_{дв} = (2N_{дн} - \Delta N_v) / 2N_{дн}, \quad (6.49)$$

где $N_{дн}$ – мощность низкооборотного двигателя; ΔN_n , ΔN_v – потери мощности в двигателе соответственно низкооборотном и высокооборотном.

Подставляя значение КПД, получаем

$$\Delta N_n = 0,2N_{дн}; \quad (6.50)$$

$$\Delta N_v = 0,24N_{дн}. \quad (6.51)$$

Потери в высокооборотном двигателе приблизительно на 4 % выше, чем в низкооборотном. Кроме того, общий КПД передачи от двигателя до балансира при двухступенчатой клиноременной передаче ниже на 20 %.

В ОАО "Оренбургнефть" были выполнены работы по перематке обмоток электродвигателей с числом оборотов 1000 мин^{-1} на 750 мин^{-1} . Большинство СК на объектах объединения укомплектованы двигателями с числом оборотов 1000 мин^{-1} , основные размеры которых, в том числе пазов статора и ротора, полностью соответствуют размерам двигателя с числом оборотов 750 мин^{-1} . Поэтому для получения 750-оборотного двигателя необходимо было уложить в пазы двигателя с числом оборотов 1000 мин^{-1} обмотку 750-оборотного, взяв обмоточные данные из справочника для соответствующего типоразмера двигателя. При этом мощность получаемого двигателя будет на ступень меньше

исходного, т.е. в результате изменения обмоток статора и ротора мощность электродвигателя изменится от 30 до 22 кВт.

Указанную операцию целесообразно осуществлять при капитальном ремонте вышедших из строя двигателей.

Электродвигатели с меньшим числом оборотов (750 мин^{-1}), изготовленные в мастерских объединения, экспериментально были проверены на двух скважинах Тананыкского месторождения, работавших на периодическом режиме откачки. Установка на них электродвигателей с $n_n = 750 \text{ мин}^{-1}$ в совокупности с уменьшенным диаметром ведущего шкива позволила получить около трех качаний в минуту и перевести скважины на непрерывный режим эксплуатации. Электродвигатели работали устойчиво, отказов в течение 6 мес эксплуатации не было.

Таким образом, для перевода периодически работающих скважин на непрерывный режим целесообразно устанавливать на СК электродвигатели с $n_n = 750 \text{ мин}^{-1}$, получая их путем перемотки из двигателей с $n_n = 1000 \text{ мин}^{-1}$ при проведении ремонта.

Безусловно, целесообразнее укомплектовывать СК электродвигателями пониженной мощности с $n_n = 750$ и 500 мин^{-1} . Использование малооборотных электродвигателей позволяет сократить потери энергии в самом двигателе до 4 %, уменьшить удельный расход электроэнергии до 50 % и понизить двигательную мощность электропривода СК в 1,5–2 раза. При этом общий КПД установки повышается на 20 %.

В общем случае непрерывную эксплуатацию малодебитных скважин с использованием современного стандартного оборудования для добычи нефти можно обеспечить откачкой с запасом производительности, так как в начальный момент коэффициент подачи насоса больше 0,2.

Запас производительности насоса может быть трех систем: постоянный, ступенчатого регулирования и непрерывного (бесступенчатого) регулирования [1]. На объектах ОАО "Оренбургнефть", как правило, малодебитные скважины на непрерывном режиме эксплуатируются с постоянным запасом производительности насоса.

Под запасом производительности насоса K_3 понимают отношение теоретической производительности насоса с учетом расчетного значения коэффициента подачи Q_T к дебиту скважины Q_c , определенному по режиму ее работы, т.е.

$$K_3 = Q_T / Q_c. \quad (6.52)$$

Если при работе насоса без запаса производительности в течение межремонтного периода подача насоса будет непрерывно снижаться, то при наличии запаса она все время или большую часть этого времени поддерживается практически постоянной. Поэтому суммарная добыча нефти при откачке будет больше при откачке с запасом производительности. Однако работа ШСНУ с запасом производительности имеет и отрицательные стороны: возрастают нагрузки на оборудование и его износ, уменьшается КПД установки, увеличиваются вредные инерционные усилия вследствие незаполнения насоса жидкостью. Все эти отрицательные явления возрастают с увеличением коэффициента запаса производительности. В связи с этим очень важен обоснованный выбор значения K_3 .

Система ступенчатого регулирования запаса производительности заключается в том, что в течение межремонтного периода теоретическую производительность наращивают несколько раз – ступенями, так, чтобы поддерживать подачу без снижения в течение большей части межремонтного периода. В следующем МРП работа начинается опять с небольшим запасом производительности с последующим наращиванием его путем увеличения длины хода или числа качаний. Эта система выгоднее, чем система постоянного запаса производительности. Неудобство ее состоит в том, что у современных стандартных станков изменения числа качаний и особенно длины хода представляют довольно трудоемкую операцию.

Наиболее выгодной является система непрерывного регулирования запаса производительности насоса. Однако такая система еще не разработана. Представляется наиболее интересным способ регулирования производительности насоса путем изменения числа оборотов электродвигателя в зависимости от положения динамического уровня жидкости в скважине или от значения давления на приеме насоса. Производительность должна увеличиваться ровно на столько, чтобы поддержать подачу на одном уровне в течение требуемого времени.

Все системы непрерывного регулирования запаса производительности насоса связаны с предупредительным подземным ремонтом основного вида, т.е. со сменой насоса, а к ремонту других видов они не имеют отношения.

Постоянный запас производительности ШГН может создаваться тремя путями: увеличением числа качаний, длины хода, диаметра насоса.

Первые исследования по изучению оптимальной эксплуатации малодобитных скважин путем откачки с запасом

производительности были выполнены А.С. Вирновским, Б.Б. Круманом и М.С. Рустамовым.

Основываясь на исследованиях, выполненных А.С. Вирновским, приведем общий анализ условий применения только постоянного запаса, создаваемого всеми тремя возможными способами (рис. 6.12).

Запас производительности по числу качаний. Напишем уравнение изменения производительности насоса [1] применительно к работе с запасом

$$Q_{\text{зай}}(t) = Q_0^{\text{зай}} \left(1 - \frac{t_i^m}{\dot{Q}_0^m} \right), \quad (6.53)$$

где $Q_{\text{зай}}(t)$ – текущая теоретическая подача насоса, работающего с запасом производительности; $Q_0^{\text{зай}}$ – начальная теоретическая производительность насоса; t_m – межремонтный период работы насоса; $T_{\text{зай}}$ – полная продолжительность работы насоса с запасом производительности.

Принимая во внимание, что запас производительности

$$K_z = Q_{\text{зай}} / Q_0, \quad (6.54)$$

можно написать для случая, когда запас создается числом качаний, следующее соотношение

$$\frac{\dot{Q}_{\text{зай}}}{\dot{Q}} = \sqrt[m]{\frac{Q_0}{Q_{\text{зай}}}} = \sqrt[m]{\frac{1}{K_z}}, \quad (6.55)$$

или

$$T_{\text{зай}} = \dot{Q} \sqrt[m]{\frac{1}{K_z}}. \quad (6.56)$$

Обозначим (см. рис. 6.12) через T_0 – период, в течение которого подача насоса остается неизменной и равной Q_0 . Для определения T_0 подставляем его и соответствующую ему подачу Q_0 в уравнения (6.53) и (6.56) соответственно. После преобразований находим

$$\frac{T_0}{T} = \frac{(K_z - 1)^{1/m}}{K_z^{2/m}}, \quad (6.57)$$

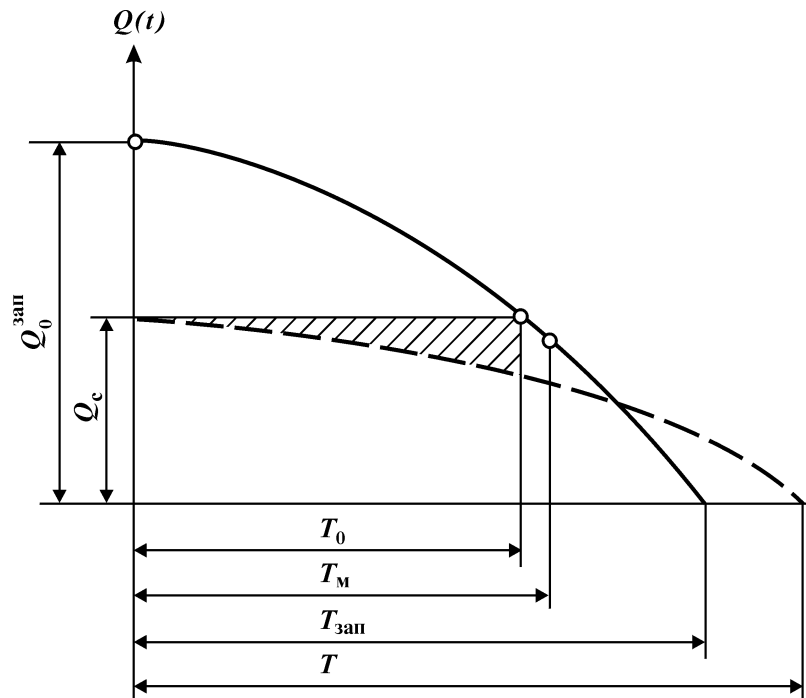


Рис. 6.12. Циклы работы скважины с двойным запасом производительности по числу качаний:

$Q_0^{\text{зап}}$ – начальная производительность насоса с запасом; Q_c – фактический дебит скважины; T – полная продолжительность работы насоса без запаса производительности; $T_{\text{зап}}$ – полная продолжительность работы с запасом; t_m – межремонтный период; T_0 – период работы с постоянной подачей

т.е. отношение периода постоянной по значению подачи к продолжительности полного срока службы насоса, работающего без запаса производительности. Значение T можно принять постоянным для данного насоса.

Взяв производную $\frac{d}{dK_{\zeta}} \left(\frac{\dot{Q}_0}{\dot{Q}} \right)$ и приравняв ее к нулю, получим уравнение

$$\frac{K_{\zeta}^{2/m}}{m} (K_{\zeta} - 1)^{(1-m)/m} - \frac{2}{m} K_{\zeta}^{\frac{2-m}{m}} (K_{\zeta} - 1)^{1/m} = 0. \quad (6.58)$$

Как видно из уравнения (6.58), оптимальное значение K_3 зависит от параметра m , входящего в формулу (6.53) и

характеризующего износ насоса во времени. Исследованиями, приведенными в работе [2], показано, что наиболее часто $m = 2$.

Как показывают расчеты, при $m = 2$ запас производительности $K_3 = 2$.

Значит, если запас взять меньше или больше 2, период работы насоса с постоянной подачей будет меньше, чем при $K_3 = 2$. Подставив это значение в (6.58), получим $T_0 = 0,5T$.

Аналогичным образом А.С. Вирновским получены значения запаса производительности по длине хода

$$T_{\text{зап}} = T \frac{\Psi}{\Psi_{\text{сдв}}} \sqrt[m]{\frac{1}{K_{\zeta}}}, \quad (6.59)$$

где Ψ , $\Psi_{\text{зап}}$ – параметры функции износа, определяемые по графикам работы [1].

Для запаса по числу качаний

$$\frac{T_0}{T} = \frac{\Psi}{\Psi_{\text{сдв}}} \frac{(K_{\zeta} - 1)^{1/m}}{K_{\zeta}^{2/m}}. \quad (6.60)$$

Для запаса по диаметру насоса

$$\frac{T_0}{T} = \sqrt[m]{K_{\zeta} - 1}. \quad (6.61)$$

Функция (6.61) не имеет экстремума: по мере увеличения K_3 период постоянной подачи растет и притом очень быстро.

Таким образом, по возрастающей эффективности виды запаса производительности, по А.С. Вирновскому, располагаются следующим образом: по числу качаний, длине хода, диаметру насоса.

6.5. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН НА ПЕРИОДИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ

При эксплуатации малодебитных скважин на непрерывном режиме затрачивается значительное количество материальных и трудовых ресурсов, электроэнергии, а также увеличивается частота подземных ремонтов. Это все приводит к возрастанию себестоимости добычи нефти. В определенных условиях наступает момент, когда добыча нефти из малодебитной скважины на непрерывном режиме становится экономически нерентабельной.

Большинство малодебитных скважин на объектах ОАО "Оренбургнефть" работает с непрерывной откачкой, а часть фонда переведена на периодическую работу, часто с режимом, не соответствующим оптимальному.

Факторами, определяющими возможность перевода скважины на периодическую эксплуатацию, могут быть: геолого-технологические – режим работы пласта, пластовое давление, дебит жидкости, обводненность добываемой продукции, наличие песка, парафина, аномалии вязкости нефти и т.д.; технико-экономические – степень снижения добычи нефти, частота подземных ремонтов, эксплуатационные расходы.

Одним из важных факторов являются относительное и абсолютное значения снижения текущего дебита скважины при переводе ее с непрерывной на периодическую откачку.

Для удобства дальнейших рассуждений отношение среднего дебита, получаемого при периодической откачке $Q_{\text{пер}}$, к дебиту при непрерывной откачке $Q_{\text{н.п.}}$ обозначим через ϕ , т.е.

$$\phi = Q_{\text{пер}} / Q_{\text{н.п.}} \quad (6.62)$$

Величину ϕ принято называть коэффициентом снижения среднего дебита при переводе скважины с непрерывного режима работы на периодическую откачку.

Выбор скважины для периодической откачки находится в прямой зависимости от частоты ремонтов и стоимости смены насоса в данной скважине, а именно: чем больше частота ремонтов и стоимость каждого ремонта, тем в большей степени скважина подходит для периодической откачки. Для учета этого фактора рекомендуется [102] использовать безразмерный параметр

$$A = C_p / (B_1 T_{\text{из}}),$$

где C_p – стоимость одного подземного ремонта по смене насоса, руб.; B_1 – стоимость скважино-суток эксплуатации при непрерывной работе скважины; $T_{\text{из}}$ – полный срок службы насоса до прекращения подачи вследствие износа, сут. Значение B_2/B_1 меняется в пределах 0,85–0,98 [102]. Конкретное значение можно уточнить для условий каждой скважины.

В связи с тем что смену насоса производят при некотором минимальном коэффициенте подачи, т.е. $\alpha > 0$, вводится параметр $t_m = t_m / T_{\text{из}}$, называемый показателем межремонтного периода при предупредительном подземном ремонте. Здесь t_m – межремонтный период при непрерывной работе скважины, сут. Известно, что среднее значение этого параметра, т.е. t_m , по данным промысловых исследований меняется в пределах 0–1.

Основным экономическим критерием, которым нужно руководствоваться при рассмотрении задачи о целесообразности применения периодической откачки, является индивидуальная себестоимость добычи нефти из рассматриваемой скважины, как синтезирующий экономический показатель [102] определяемый комплексом параметров, т.е.

$$C_{\text{пер}} = f(\varphi, \frac{B_2}{B_1}, \frac{R}{B_1 T_{\text{еэ}}}, \frac{t_i}{T_{\text{еэ}}}, K_3, \frac{t_i}{t_0}, m), \quad (6.63)$$

где $C_{\text{пер}}$ – себестоимость добываемой нефти из данной скважины при периодической откачке, руб./м³; R – стоимость одного подземного ремонта по смене ШГН, руб.; K_3 – запас производительности насоса; m – показатель степени в уравнении подачи насоса [2, 102]

$$Q(t) = Q_0 - bt^m, \quad (6.64)$$

здесь b – постоянное, зависящее от условий работы и конструкции насоса (размерное).

По промысловым данным показатель степени m варьирует в довольно широких пределах: от 1 до 3. Однако чаще всего значение m достигает значения, близкого к 2.

Переменные, входящие в уравнение (6.63), являются безразмерными величинами, и само уравнение для рассматриваемой задачи называется критериальным.

Себестоимость нефти при периодической откачке необходимо сравнить с себестоимостью нефти при непрерывной откачке, определяемой функцией

$$C_{\text{н п}} = \psi \left(\frac{R}{B_1 T_{\text{еэ}}}, \frac{t_i}{T_{\text{еэ}}} \right). \quad (6.65)$$

Перечисленные в критериальных уравнениях (6.63) и (6.65) переменные задаются условиями эксплуатации, техническими и экономическими обстоятельствами добычи нефти.

Влияние величины φ на себестоимость $C_{\text{пер}}$ вполне очевидно: с увеличением φ потери в текущей добыче снижаются и, следовательно, уменьшается себестоимость $C_{\text{пер}}$, т.е. связь между этими параметрами монотонная.

С увеличением же $t_m/T_{\text{из}}$ издержки при периодической откачке растут, а добыча в некоторых случаях при непрерывной откачке снижается, т.е. учащение ремонтов приводит к росту расходов.

Основным условием целесообразности перевода скважин с непрерывной на периодическую откачку, как было указано

выше, является то, что себестоимость нефти $C_{\text{пер}}$ не должна быть выше, чем $C_{\text{нп}}$, т.е.

$$C_{\text{пер}}/C_{\text{нп}} \leq 1 \quad (6.66)$$

при приемлемых значениях потерь в добыче нефти.

Таким образом, зная величины, входящие в уравнения (6.63) и (6.65), до перевода скважины на периодическую работу, можно ответить на вопрос: целесообразен ли, с технико-технологической и экономической точки зрения, перевод малодебитной скважины на периодический режим работы или нет. При этом если при заданных значениях параметров ϕ , B_2/B_1 , $C_p/B_1T_{\text{из}}$ и $t_m/T_{\text{из}}$ себестоимость нефти получается выше пунктира (рис. 6.13) или на нем, то периодическая откачка целесообразна, в противном случае, т.е. ниже пунктира, перевод на периодическую откачку невыгоден.

При решении задач о переводе малодебитных скважин на периодическую откачку следует обратить внимание еще на одно обстоятельство. Многочисленными исследованиями установлено, что пластовые нефти, содержащие в своем составе повышенное количество асфальтенов и смол [33, 54, 117], обладают структурно-механическими свойствами. Их фильтрация в пласте, а также движение в скважине сопровождаются отклонениями от законов Ньютона и Дарси. Такие нефти принято называть аномально вязкими или неньютоновскими, так как их вязкость и подвижность являются переменными величинами, зависящими от градиента давления. Аномалии вязкости нефти оказывают заметное влияние на приток жидкости в скважину.

Исследованиями также показано, что аномалии вязкости и структурно-механические свойства становятся заметными при массовом содержании асфальтенов в составе нефти более 1 %. С увеличением концентрации асфальтенов свыше 5 % (по массе) аномально вязкие свойства нефтей выражены весьма сильно.

По данным ряда авторов [33, 54, 117 и др.], нефти залежей, приуроченных к продуктивным пластам карбона и девона, обладают заметными аномалиями вязкости. Эффективная вязкость этих нефтей при малых напряжениях сдвига может в несколько раз превышать вязкость нефти с полностью разрушенной структурой.

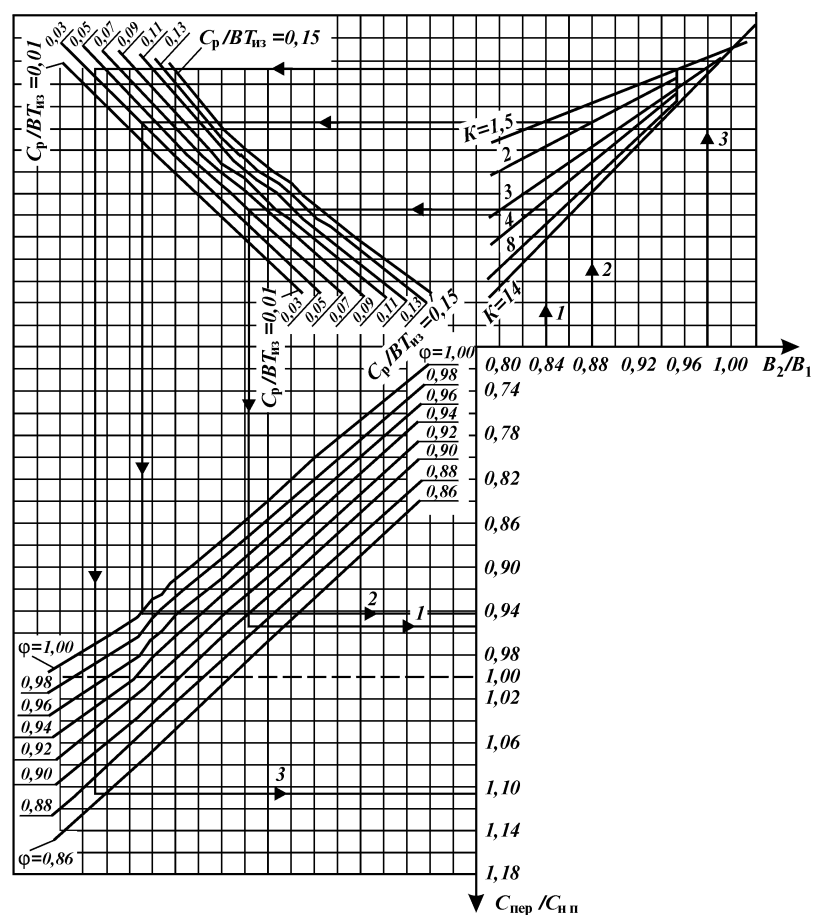


Рис. 6.13. Номограмма для определения отношения $C_{\text{пер}}/C_{\text{нп}}$ [102]

Аномальные нефти обладают и тиксотропными свойствами, т.е. способностью упрочнять свои структуры во времени. Исследованиями В.В. Девликамова, Т.Ф. Салимгареева показано, что в условиях лабораторного эксперимента происходит тиксотропное упрочнение структуры нефти во времени после прекращения движения (фильтрации). При этом к моменту полного восстановления структуры эффективная вязкость увеличивается многократно.

Если учесть, что после остановки скважины в пласте происходит процесс перераспределения давления и значения

градиента давления, а скорости фильтрации нефти уменьшаются, то аномалии вязкости должны влиять на приток и состав жидкости как в процессе накопления, так и при откачке.

Промысловые исследования, выполненные З.А. Хабибуллиным с соавторами [166] на различных месторождениях, показали, что после пуска простаивающей скважины, в нашем случае после накопления жидкости, в течение некоторого времени наблюдается увеличение содержания воды в добываемой жидкости по сравнению с непрерывным режимом работы.

Характерная кривая изменения обводненности продукции скв. 310 Сергеевского месторождения при изменении режима работы приведена на рис. 6.14, из которого видно, что содержание воды в жидкости при периодическом режиме эксплуатации меняется в весьма широком диапазоне. Столь существенное изменение содержания воды определяется гравитационным разделением нефти и воды и влиянием аномалии вязкости нефти на приток жидкости после остановки и пуска скважины.

Здесь было показано, что после перехода от периодической откачки на непрерывный режим происходит постепенное

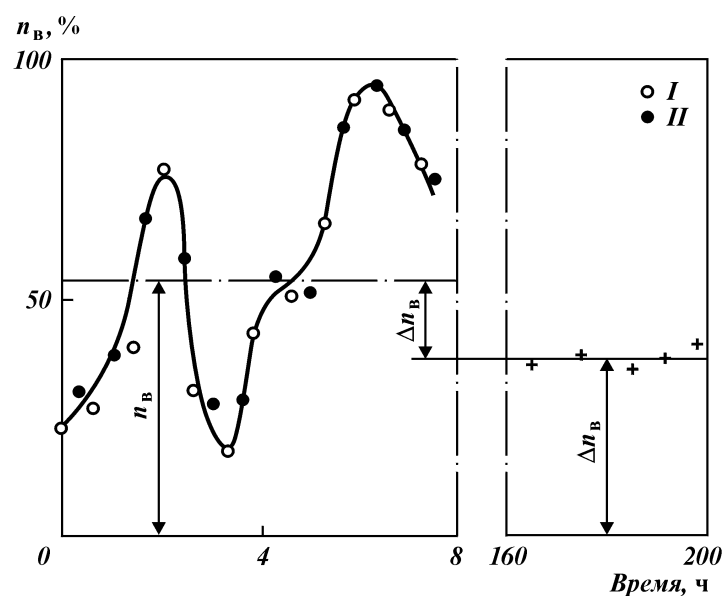


Рис. 6.14. Динамика содержания воды в продукции скв. 310 Сергеевского месторождения при периодической и непрерывной эксплуатации. Периоды откачки жидкости:

I — первый; II — второй; n_v — обводненность откачиваемой жидкости

уменьшение обводненности жидкости до стабильного значения в течение 1–3 сут.

Таким образом, проявление аномалий вязкости нефти может вызвать дополнительные потери в добыче нефти за счет увеличения средней обводненности добываемой жидкости после перевода скважины на периодическую откачку.

ОБОСНОВАНИЕ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ПЕРИОДА НАКОПЛЕНИЯ И ОТКАЧКИ ЖИДКОСТИ

Проектирование рациональной эксплуатации малодебитной скважины путем периодической откачки сводится к установлению оптимальных периодов простоя (накопления) t_n и откачки t_o , производительности насосной установки, обеспечивающих получение максимально возможного количества нефти, экономии электроэнергии и уменьшения затрат на подземный ремонт скважины.

Методика определения периодов накопления и откачки должна основываться на использовании кривых восстановления давления на забое скважины после прекращения откачки с учетом особенностей условий притока пластовых флюидов. Исходными параметрами, определяющими результаты расчетов, являются коэффициент продуктивности скважины при линейном законе фильтрации или постоянные, входящие в уравнения притока в случае нелинейной зависимости дебита скважины от депрессии на пласт. На характер изменения динамического уровня жидкости в скважине в период накопления существенное влияние оказывают такие параметры, как пластовое давление, забойное давление перед остановкой скважины на накопление жидкости, диаметр обсадной колонны и др.

Чем выше пластовое давление и меньше дебит скважины, тем целесообразнее и выгоднее применение периодической откачки. Чем меньше коэффициент продуктивности скважины, тем в большей степени она подходит к периодической откачке.

Перевод на периодическую работу малодебитной скважины с сравнительно высоким коэффициентом продуктивности при низком пластовом давлении может привести к значительным потерям нефти, и, следовательно, перевод скважины на периодическую откачку нецелесообразен.

Увеличение площади кольцевого пространства между эксплуатационной колонной и НКТ при прочих равных условиях оказывает благоприятное влияние на периодическую откачку.

Установлено, что чем больше период накопления при заданном значении потерь в текущей добыче, тем больше экономия электроэнергии и меньше износ оборудования.

Обоснованию оптимальных значений t_n и t_o посвящены труды А.С. Вирновского, А.Н. Адонина, О.С. Татейшвили, М.Н. Писарика, Л.С. Каплана и др.

Время накопления жидкости определяется для линейного закона притока жидкости в скважину в соответствии с работами [35, 102] по формуле

$$t_n = \frac{F_k}{K} \ln(2\phi - 1), \quad (6.67)$$

где t_n – оптимальное значение продолжительности накопления жидкости, ч; F_k – площадь сечения кольцевого пространства между обсадной колонной и НКТ, м²; K – коэффициент продуктивности скважины, м³/(ч·м); ϕ – коэффициент снижения среднего дебита при периодической откачке по сравнению с непрерывной.

Продолжительность периода накопления t_n для квадратичного закона притока рекомендуется [35, 102] определять по формуле

$$t_n = 4F_k \frac{L_{d1}}{Q_{ii}} (1 - \phi), \quad (6.68)$$

где L_{d1} – снижение динамического уровня жидкости в скважине от статического уровня до приема насоса, м; Q_{ii} – дебит скважины при непрерывной откачке, м³/ч.

Для расчета времени накопления жидкости при гравитационном режиме работы пласта рекомендуется пользоваться формулой Вирновского – Адонина [102]

$$t'_n = \frac{F_k L_{d1}}{Q_{ii}} \operatorname{arctg} \sqrt{2(1 - \phi)}. \quad (6.69)$$

При режиме растворенного газа в пласте рекомендуется [102] пользоваться формулой М.Н. Писарика, т.е.

$$t''_n = 2,80 \frac{V}{Q_{ii}} \frac{\delta_{ie} - \delta_{ii}}{\psi \lg \frac{R_e}{r_c}}, \quad (6.70)$$

где V – объем 1 м межтрубного пространства, л; $p_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $p_{но}$ – давление на приеме насоса в конце периода откачки, МПа; ψ – коэффициент гидродинамического

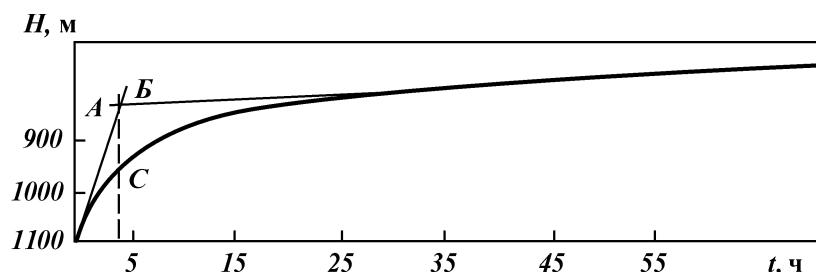


Рис. 6.15. График восстановления уровня жидкости в скважине в период накопления:

A, B – касательные; C – интервал интенсивного приращения уровня

совершенства скважины; R_k – радиус контура питания пласта, м; r_c – радиус скважины, м.

Ввиду затруднительности определения коэффициента ψ , его можно считать равным 1.

В период работы насоса откачивается не только накопившаяся за время остановки скважины жидкость, но и та жидкость, которая поступает в скважину из пласта в процессе откачки. Формула для расчета продолжительности откачки, справедливая для любого закона притока жидкости в скважину, предложена А.С. Вирновским

$$t_{от} = t_n \frac{\Phi}{K_\zeta - \Phi}, \quad (6.71)$$

где

$$K_\zeta = \alpha_n \frac{Q_{\infty}}{Q_{гн}}; \quad (6.72)$$

α_n – коэффициент подачи нового насоса.

Продолжительность цикла работы скважины

$$T = t_n + t_o. \quad (6.73)$$

Следует отметить, что все задачи периодической эксплуатации А.С. Вирновским и другими исследователями изучены для скважин, добыча нефти из которых исчислялась килограммами, глубина скважин составляла не более 1000 м, обводненность скважин незначительна. Получение некоторых данных, например подачи $Q_{гн}$, не могло быть осуществлено из-за отсутствия соответствующего оборудования.

Существует также упрощенный метод определения времени накопления по расчетной кривой восстановления уровня

жидкости в период накопления (рис. 6.15) [82]. В качестве исходных выбирают точки, соответствующие началу выполаживания линий уровней, т.е. точку пересечения касательных A и B .

РАСЧЕТ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ НАКОПЛЕНИЯ И ОТКАЧКИ ПО КОЭФФИЦИЕНТУ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ

Наиболее обоснованным для определения t_n и t_o является использование кривых изменения уровня жидкости в скважине (забойного давления) после прекращения откачки жидкости. С большой достоверностью можно считать, что погружение насоса под динамический уровень в момент остановки насоса равно нулю. Исходя из этих условий рассмотрим задачу поиска оптимальных значений времени накопления и откачки, а также производительности ШГН.

Пусть скважина глубиной H характеризуется коэффициентом продуктивности K , фильтрация жидкости подчиняется линейному закону Дарси, забойное давление в конце периода откачки равно p_{co} , глубина подвески насоса L_n , диаметр обсадной колонны D , а наружный диаметр НКТ d_n , пластовое давление p_n и соответствующий статический уровень жидкости в скважине $L_{ст}$.

Считая процесс притока жидкости в скважину в данный момент времени установившимся, формулу дебита можно записать в виде

$$Q(t) = K(p_n - p_c(t)). \quad (6.74)$$

Как видно из формулы, $Q(t)$ уменьшается во времени, так как в процессе накопления жидкости происходит рост забойного давления.

Выражая приток жидкости за время Δt через $\Delta \phi$ и значения давления через соответствующие уровни жидкости в скважине, уравнение (6.74) можно записать в виде

$$F \frac{\Delta H}{\Delta t} = \frac{2\pi kh \rho g}{\mu} \frac{[H_e - H_c(t)]}{\ln\left(\frac{R_e}{r_c}\right)}, \quad (6.75)$$

где F – площадь сечения обсадной колонны за вычетом объема металла НКТ; H_k – высота статического столба жидкости, соответствующая текущему значению пластового давления в районе рассматриваемой скважины и определяемая по

замеренному статическому уровню; $H_c(t)$ – расчетная высота столба жидкости в стволе скважины к данному моменту времени.

Используя уравнение при известном значении коэффициента продуктивности K , можно рассчитать основные характеристики процесса восстановления уровня жидкости в скважине, построить график изменения притока жидкости во времени и определить значение потерь в добыче нефти в зависимости от продолжительности времени накопления t_n .

Расчеты ведутся в следующей последовательности.

1. Задается приращение времени накопления Δt_1 .

2. Считая, что в течение небольшого времени Δt_1 динамический уровень остается неизменным, рассчитывается объем накопленной жидкости ΔQ за время Δt по формуле

$$\Delta Q_1 = K(H_k - H_{c0})\rho g \Delta t, \quad (6.76)$$

где H_{c0} – высота столба жидкости в скважине, равная $(H - L_n)$.

3. По полученному значению ΔQ определяется приращение столба жидкости по формуле

$$\Delta H_1 = \frac{4\Delta Q_1}{\pi(D^2 - d_i^2)\delta}, \quad (6.77)$$

где D – внутренний диаметр обсадной колонны; d_n – диаметр НКТ; δ – толщина стенок НКТ.

4. Рассчитывается высота столба жидкости в скважине в конце заданного интервала времени по формуле

$$H_1 = H_{c0} + \Delta H_1. \quad (6.78)$$

Потери в притоке жидкости за время Δt_1 по допускаемым условиям решения этой задачи будут равны нулю.

5. Задается приращение времени Δt_2 . Следует отметить, что чем меньше значения задаваемых интервалов времени, тем точнее будут и результаты расчетов.

6. Подставляя в формулу (6.76) вместо H_{c0} значение столба жидкости, соответствующего концу первого интервала H_1 , рассчитывается объем накопленной жидкости за время Δt_2 по формуле

$$\Delta Q_2 = K(H_k - H_{c1})\rho g \Delta t_2. \quad (6.79)$$

7. Находится приращение высоты столба жидкости в скважине за время Δt_2 из выражения

$$\Delta H_2 = \frac{4\Delta Q_2}{\pi(D^2 - d^2)} . \quad (6.80)$$

8. Рассчитывается высота столба жидкости в скважине в конце интервала времени Δt_2 по формуле

$$H_2 = H_{c1} + \Delta H_2. \quad (6.81)$$

9. Определяется средний дебит скважины $\bar{Q}_2$ за время $\Delta t_1 + \Delta t_2$ из выражения

$$\bar{Q}_2 = (\Delta Q_1 + \Delta Q_2) / (\Delta t_1 + \Delta t_2). \quad (6.82)$$

10. Зная средний дебит скважины, рассчитывают потери в притоке жидкости Q_{Π} к концу второго интервала времени

$$Q_{\Pi} = (Q_1 - \bar{Q}_2)(\Delta t_1 + \Delta t_2), \text{ м}^3$$

или

$$Q_{\Pi} = \frac{Q_1 - \bar{Q}_2}{Q_1} 100 \%. \quad (6.83)$$

Текущее время накопления к концу второго расчетного интервала $t_{н2} = \Delta t_1 + \Delta t_2$.

Искомое значение времени накопления определяется исходя из допустимых потерь в добыче жидкости при периодической откачке по сравнению с непрерывным режимом работы скважины $Q_{\Pi \text{ доп}}$, т.е. $Q_{\Pi} \leq Q_{\Pi \text{ доп}}$.

Таким образом, последовательность расчетов сводится к следующему.

1. Задать значения интервалов времени Δt_i ($i = 1, 2, 3 \dots$).
2. Рассчитать накопление жидкости за время Δt_i

$$\Delta Q_i = K(H_K - H_{ci-1})\rho g. \quad (6.84)$$

3. Определить приращение высоты столба жидкости в скважине

$$\Delta H_i = \frac{4\Delta Q_i}{\pi(D^2 - d^2)} . \quad (6.85)$$

4. Рассчитать высоту столба жидкости в конце заданного интервала Δt_i

$$H_{ci} = H_{ci-1} + \Delta H_i. \quad (6.86)$$

5. Определить средний дебит скважины за время накопления $t_{\text{ни}}$

$$\bar{Q}_i = \frac{\sum_1^n \Delta Q_i}{\sum_1^n \Delta t_i}. \quad (6.87)$$

6. Рассчитать потери в притоке жидкости к концу i -го интервала времени

$$Q_{\text{пи}} = (Q_1 - Q_i) \sum_1^n \Delta t_i, \text{ м}^3$$

или

$$\bar{Q}_{i_i} = \frac{Q_1 - \bar{Q}_i}{Q_1} 100 \%. \quad (6.88)$$

7. Сравнить значения $Q_{\text{пи}}$ с допустимыми потерями в добыче жидкости $Q_{\text{п доп}}$. Если $Q_{\text{пи}} \geq Q_{\text{п доп}}$, то рассчитывают оптимальное время накопления жидкости в скважине при работе на периодическом режиме

$$t_{\text{н}} = \sum_1^n \Delta t_i. \quad (6.89)$$

Следует отметить, что процесс накопления жидкости после прекращения закачки характеризуется не только перераспределением давления, но и перераспределением плотности жидкости – происходит интенсивное разделение воды и нефти в стволе и пласте.

Многочисленные промысловые исследования [81, 82, 165 и др.] показали, что содержание воды в выведенной из простоя скважине в первоначальный момент максимально и лишь через некоторое время оно достигает минимального значения $n_{\text{во}}$, причем обводненность в конце периода может быть выше среднего значения обводненности в той же скважине, работавшей ранее на непрерывном режиме.

Причина такой закономерности состоит в том, что в первый период работы насоса идет откачка отделившейся воды, находящейся ниже водораздела, затем к приему подтягивается нефть, уменьшая тем самым долю воды в жидкости.

Время выхода скважины на режим зависит от значения первоначальной обводненности и более продолжительно для скважин с большей обводненностью.

Все эти явления способствуют потере в добыче нефти из-за остановки скважины.

Продолжительность времени откачки t_o необходимо определить из условия максимально допустимых потерь в добыче жидкости за время работы насоса и в целом за цикл. Естественно, чем больше производительность насоса, тем меньше продолжительность времени откачки и потерь в добыче жидкости и нефти.

При запуске насоса идет интенсивная откачка жидкости. В первоначальный момент времени уровень жидкости имеет максимальное значение (столб жидкости максимальный). Затем по мере уменьшения столба жидкости в затрубном пространстве и, следовательно, давления на приеме насоса создаются следующие условия: увеличивается количество газа, поступающего в насос, уменьшается количество жидкости, поступающей в насос, увеличивается высота подъема жидкости.

В общем случае оптимальное время откачки в основном зависит от трех факторов: от расчетной производительности, среднего коэффициента подачи насоса и средней интенсивности притока жидкости из пласта за время откачки, т.е.

$$t_o = f(Q_p, \alpha_{cp}, Q_{cp}). \quad (6.90)$$

Расчетная производительность насоса зависит от диаметра насоса и режима работы СК. Очевидно, варианты расчетов выполняются для разных d_n , α_{cp} , S и n . Средний дебит скважины за время откачки Q_{Π}^o можно принять равным среднему дебиту скважины в период накопления жидкости (6.75) и изменения столба жидкости от H_o до $H_{сп}$. Здесь $H_{сп}$ – высота столба жидкости в скважине в конце периода откачки (6.74).

$$\overline{Q}_i = \frac{Q_i - Q_1}{Q_1} 100 \%. \quad (6.91)$$

Общий объем жидкости, откачиваемой насосом за время t_o

$$Q_{общ} = \overline{Q}_i t_o + F_K(H_{сп} - H_{co}). \quad (6.92)$$

Накопленная подача жидкости насосом за это же время

$$Q_{нас} = 47 l d_n^2 S n \alpha_{cp} t_o. \quad (6.93)$$

Из условия равенства выражений (6.92) и (6.93) получим

$$t_o = \frac{F_e(H_{\Pi i} - I_{\Pi i})}{47 l d_i^2 S n \alpha_{\Pi i} - \overline{Q}_i}. \quad (6.94)$$

В расчетной формуле приняты следующие единицы измерения: F_K , м²; $H_{c\text{ п}}$, $H_{c\text{ о}}$, м; d_n , м; S , м; n , мин⁻¹.

Следует отметить, что средние дебиты скважины из условия решения задачи при накоплении и откачке равны между собой. Поэтому, подставляя значение $Q_{\text{п}}$ из формулы (6.75) и считая, что

$$t_{\text{нак}} = \sum_1^n \Delta t_i, \text{ а } \sum_1^n \Delta Q_i = F_K(H_{c\text{ п}} - H_{c\text{ о}}), \text{ получим формулу для}$$

расчета

времени откачки при заданном значении потерь в добыче жидкости

$$t_o = \frac{F_{\text{е}}(\dot{I}_{\text{н\text{т}}} - \dot{I}_{\text{н\text{л}}})}{47 l d_i^2 S n \alpha_{\text{н\text{б}}} - \frac{F_{\text{е}}(\dot{I}_{\text{н\text{т}}} - \dot{I}_{\text{н\text{л}}})}{t_{i\text{а\text{е}}}}} \quad (6.95)$$

При расчетах времени откачки средний коэффициент подачи насоса следует принять как среднее арифметическое между максимальным и минимальным значениями (в начале откачки $\alpha_{\text{max}} = 0,7$ и конце $\alpha_{\text{min}} = 0,2$).

Общая продолжительность цикла

$$T_{\text{ц}} = t_{\text{нак}} + t_o. \quad (6.96)$$

Перевод малодебитных скважин в режим периодической откачки является существенным резервом повышения технико-экономических показателей добычи нефти. Это позволяет сократить общее число текущих ремонтов по промыслу и затраты на них, увеличить межремонтный период эксплуатации, обеспечить значительную экономию электроэнергии, уменьшить потребность во внутрискважинном оборудовании. При соответствующем подходе к подбору оборудования и технологического режима может быть сохранен и даже увеличен дебит скважины, эксплуатирующейся в режиме периодической откачки, по сравнению с дебитом при непрерывном режиме.

Режим периодической откачки применяется в основном из-за дефицита насосного оборудования малой производительности. На практике процесс перевода на данный режим проводится следующим образом. При падении дебита скважины поэтапно снижается теоретическая подача насоса уменьшением его диаметра, длины хода и числа качаний. Если данные мероприятия не позволяют обеспечить надежную работу оборудования (исключить износ устьевого сальника и излив нефти на устье скважины), то скважина переводится на периодический режим эксплуатации. Как правило, при этом

сохраняется достигнутая, предельно низкая подача насоса. Такой подход при выборе параметров работы насосного оборудования существенно снижает дебит скважины. В результате сложилось не всегда оправданное представление о том, что при эксплуатации скважин в режиме периодической откачки снижается дебит вследствие большой длительности периода откачки насосным оборудованием малой производительности.

Для сохранения дебита в скважины, работающие в режиме периодической откачки, необходимо устанавливать насосное оборудование, производительность которого в несколько раз превышает дебит скважины, для извлечения накопившейся в скважине нефти в минимальные сроки. Кроме того, дебит скважины, работающей в периодическом режиме, значительно зависит от положения нижнего уровня жидкости в затрубном пространстве. Достигаемое нижнее крайнее положение уровня жидкости в межтрубном пространстве определяется соотношением притока жидкости из пласта и подачей насоса, которая в основном также зависит от теоретической производительности насосной установки.

Естественно, у периодического способа есть как недостатки, так и рациональная область применения. В частности, при остановке скважины, эксплуатирующей совместно несколько пластов, различающихся высокой гидропроводностью, может возрастать обводненность. Кроме того, при добыче высокосмолистых нефтей за счет тиксотропного упрочнения структуры в период накопления может снижаться добыча нефти. В нормальных условиях эксплуатации перевод малопродуктивных скважин в режим периодической откачки дает значительную экономию.

Некоторый опыт эксплуатации скважин в режиме периодической откачки накоплен в НГДУ "Бузулукнефть". Анализ полученных данных подтверждает приведенные положения. Для сопоставительного анализа межремонтного периода была выбрана специально группа скважин, проработавших как в периодическом, так и в непрерывном режиме последние три года. Результаты свидетельствуют о том, что перевод в периодический режим позволяет значительно увеличить межремонтный период эксплуатации скважин (табл. 6.8). По данным А. Бюфор Нили и О. Толберта (США), перевод скважин в режим периодической откачки сокращает потребление электроэнергии на 20 %, объем работ по спуску-подъему оборудования на 25 % и увеличивает добычу на 1–4 %.

Таблица 6.8

Характеристика МРП малодебитных скважин НГДУ "Бузулукнефть"

Номер скважины	Режим эксплуатации скважины	Число режимов	МРП, сут	Режим эксплуатации скважины	Число режимов	МРП, сут	Режим эксплуатации скважины	Число режимов	МРП, сут
	1-й год наблюдений			2-й год наблюдений			3-й год наблюдений		
343	ПР	–	365	НР	4	73	ПР	–	365
259	ПР	–	365	НР	3	91	ПР	–	365
1748	НР	–	365	НР	1	182	ПР	–	365
247	ПР	–	365	НР	1	182	ПР	–	365
208	НР	1	182	НР	–	365	ПР	–	365
324	НР	–	365	ПР	–	365	ПР	–	365
1875	НР	4	73	НР	–	365	ПР	–	365
1540	ПР	2	122	НР	–	365	НР	–	365
1550	ПР	–	365	НР	–	365	НР	–	365
251	ПР	–	365	НР	–	365	НР	–	365
352	ПР	1	182	НР	–	–	НР	–	–
401	ПР	1	182	ПР	–	365	НР	–	365
1513	ПР	2	122	НР	–	365	НР	–	365
1516	ПР	1	182	НР	3	91	НР	1	182
1623	ПР	1	182	НР	–	365	НР	–	365
265	ПР	–	365	НР	1	182	НР	–	365

Примечание: ПР – периодическая работа; НР – непрерывная работа.

Для контроля за работой ШСНУ в малодебитных скважинах и изучения характера изменения динамического уровня жидкости в кольцевом пространстве в период накопления и откачки на промыслах в достаточно большом объеме проводятся работы по динамометрированию ШСНУ и отбивке динамических уровней. Анализ результатов многочисленных определений показал следующее.

1. Дебит скважин в процессе откачки изменяется от $Q_{\max}$ до $Q_{\min}$, что также отображает вполне логичную закономерность для данной категории скважин.

2. Темп падения дебита в процессе откачки усиливается по мере уменьшения значения погружения насоса под уровень. Это объясняется снижением давления на приеме, усиливающейся сепарацией газа и, как следствие, резким снижением коэффициента подачи.

3. Изменение динамического уровня в процессе откачки носит логичный характер и одинаково практически для всех исследуемых скважин. Повышенный темп падения уровня наблюдается в первый период откачки, что объясняется высоким

давлением на приеме и лучшими условиями заполнения цилиндра.

4. Нагрузка в ТПШ в начале откачки растет за счет наполнения НКТ жидкостью и подъема штанг и жидкости, затем идет снижение нагрузки за счет утечки жидкости из НКТ.

5. Нормальная работа скважин (полное заполнение цилиндра) отражается классическим графиком – динамограммой (рис. 6.16, *а*), форма которой начинает меняться при частичном, а затем полном незаполнении (рис. 6.16, *б*, *в*, *г*). При этом, чем ниже уровень, тем больше линия *СДА* по форме начертания приближается к линии *АВС*, отображающей изменение нагрузки при ходе вверх. Интерпретация динамограмм указывает на возможное полное совпадение нагрузок при ходе вверх и вниз по причине частичного или полного незаполнения насоса из-за наличия газа.

Эффект ярко выражен при снижении динамического уровня до глубины подвески (см. рис. 6.16, *г*).

6.6. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СТАЛЬНЫХ ЛЕНТ В СОСТАВЕ КОЛОННЫ ШТАНГ НА МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИНАХ

Одним из возможных способов улучшения условий работы малодебитных скважин с применением ШСНУ является использование в составе колонны штанг специальной стальной ленты, выпускаемой в ОАО "Оренбургнефть" для укомплектования длинноходовых насосных установок.

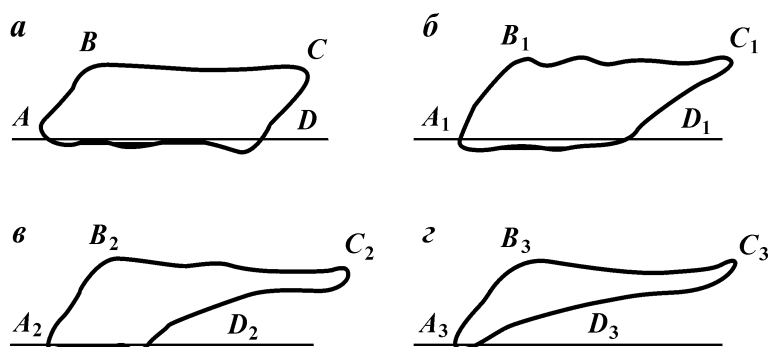


Рис. 6.16. Динамограммы ШСНУ периодически работающей скважины, снятые в процессе откачки:

а – в начале откачки; *б*, *в* – в интервале времени откачки; *г* – в конце откачки

Применение стальной ленты вместо штанг позволяет уменьшить нагрузку на головку балансира станка-качалки, так как масса 1 м ленты в воздухе составляет примерно 1 кг, а масса 1 м штанговой колонны диаметром 19 мм – 3 кг.

При этом уменьшаются деформация колонны штанг, удельный расход электроэнергии на подъем продукции скважины на дневную поверхность.

Промысловые эксперименты по изучению возможности замены части колонны штанг стальной лентой и оценке эффективности этого мероприятия были проведены на скв. 918 и 921 Покровского месторождения.

Результаты исследований приведены в табл. 6.9.

Видно, что происходит уменьшение нагрузок на головку балансира при использовании стальной ленты в составе штанговой колонны, хотя подача насосов НН2Б-44 практически осталась на прежнем уровне. Снижение нагрузки на головке балансира станков-качалок привело к уменьшению потребляемой энергии в расчете на 1 т поднимаемой жидкости в среднем 1,0–1,6 кВт·ч/т.

По данным динамометрирования установлено, что использование ленты позволяет уменьшить массу колонны на 1900 кг, и нагрузки при ходе вверх и вниз комбинированной колонны намного ниже, чем при использовании только штанг.

При проведении исследований выяснилось, что работа на термообработанной ленте в составе штанговой колонны не обеспечивает нужную долговечность ленты. Это связано с тем, что станок-качалка делает за сутки 7200 циклов при 5 кач/мин, а длинноходовая насосная установка с ленточным механизмом подъема, которая используется в ОАО "Оренбургнефть", 100–200 циклов за сутки.

Термообработанная лента выдерживает 400 000 циклов нагружения и более. Нагружение меняется от 5 до 9 т.

Таблица 6.9

**Результаты промысловых исследований эффективности использования
стальной ленты в составе колонны штанг на Покровском месторождении**

Номер опыта	Компоновка подземного оборудования	Динамичес- кий уровень, м	Максимальная нагрузка на головку балансира, кН	Удельный расход электроэнерг ии, кВт·ч/т
	Скв. 918			
1	НСН-44, 156 штанг диаметром 19 мм, глубина подвески насоса 1248 м	840	4220	4,34
2	То же	330	4104	3,64
3	"	340	3988	4,48
4	НСН-44, 20 штанг диаметром 19 мм, лента 4С44 – 970 м, 4 штанги диаметром 19 мм, глубина подвески насоса 1162 м	730	3534	2,71
	Скв. 921			
1	НСН-44, 92 штанги диаметром 19 мм, 50 штанг диаметром 22 мм, общая глубина подвески насоса 1150 м	354	5530	–
2	НСН-44, 92 штанги диаметром 19 мм, 52 штанги диаметром 22 мм	210	4490	–
3	НСН-44, 20 штанг диаметром 19 мм, лента 4С44, глубина спуска насоса 906 м, 10 штанг диаметром 22 мм	380	2162	–

Если такую ленту поставить на скважину, периодически эксплуатирующуюся в режиме периодической откачки (12 ч в работе, 12 ч на накоплении), то лента отработает на скважине 111 сут. При других режимах откачки лента в составе комбинированной колонны отработает до 350 сут. Учитывая, что ремонт скважины по замене плунжера происходит очень быстро, можно сделать следующие выводы:

1. Применение ленты в составе штанговой колонны позволяет снизить нагрузку на головку балансира, как следствие, уменьшить удельный расход электроэнергии на 1 т добываемой жидкости.
2. Потеря длины хода плунжера при применении сматываемой штанги сопоставима с потерями длины хода плунжера при применении обычных штанг.
3. Использование сматываемой ленты в составе штанговой колонны позволит снизить стоимость подвески.

7

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ И УДАЛЕНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛО- ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С ПОВЕРХНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ



7.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АСПО

Под парафиновыми соединениями, выделяющимися из нефти в скважинах в процессе добычи нефти, понимают сложную углеводородную физико-химическую смесь, в состав которой входит целая гамма веществ.

В первую очередь это – собственно парафины, представляющие собой углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$, а также асфальтосмолистые соединения, силикагелевые смолы, масла, вода, механические примеси.

Содержание отдельных компонентов в парафинистой массе различно и зависит от условий формирования нефтяной залежи и характеристики нефти.

Общепринятая по ГОСТ 912–66 технологическая классификация делит нефти по содержанию парафина на следующие виды:

- малопарафиновые менее 1,5 % (по массе);
- парафиновые от 1,5 до 6 % (по массе);
- высокопарафиновые более 6,0 % (по массе).

При этом следует сказать, что наличие парафина независимо от его количества в нефти ставит перед производственниками много технологических и технических задач, связанных с ликвидацией осложнений, вызываемых им.

Парафины в нефти в пластовых условиях находятся в растворенном состоянии. Нефти одного и того же района содержат тем меньше парафина, чем больше в них смолистых веществ. Содержание парафина в нефтях одного и того же месторождения возрастает с глубиной залегания. Температура плавления твердых парафиновых углеводородов тем выше, чем больше их молекулярная масса. Плотность парафинов в твердом состоянии колеблется от 865 до 940 кг/м³, а в расплавленном – от 777 до 790 кг/м³. Растворимость парафина в органических

жидкостях велика, падает с увеличением молярной массы и растет с повышением температуры.

В химическом отношении парафины различаются стойкостью по отношению к разным химическим реагентам. Серная кислота не действует на парафин не только при низких температурах, но и при высоких. Обычные азотная и соляная кислоты, а также щелочи инертны в отношении парафина.

Парафин легко окисляется воздухом.

Высокомолекулярные парафины от $C_{37}H_{74}$ до $C_{53}H_{108}$, называемые церезинами, отличаются по своим свойствам от обычных парафинов – имеют более высокую температуру кипения, а также обладают большими молекулярными массами и плотностью.

В состав смолистых веществ входят азот, сера и кислород. Они обладают высокой молярной массой, нелетучи, имеют большую неоднородность. По классификации некоторых ученых к группе смолистых соединений отнесены асфальтены.

В связи с испарением и окислением нефти увеличивается содержание смолистых веществ в ней. Содержание смол возрастает при контакте с краевыми водами. Нефти обводненных скважин оказываются более смолистыми даже в пределах одного и того же месторождения.

Так, например, среднее содержание (% по массе) асфальтенов в безводных туймазинских нефтях составляет 4,4–8,0, в обводненных – 7,8–8,3.

Содержание смолистых веществ и парафина связано обратным соотношением.

В нефти содержится небольшое количество асфальтенов (2–5 %). Плотность их колеблется в пределах 1000 кг/м^3 , они хорошо растворяются в бензоле, но нерастворимы в спирте и бензине. Таким образом, состав АСПО зависит от состава нефти и термодинамических условий их образования. В табл. 7.1 приведен состав парафиновых отложений в скважинах Бобровского и Покровского месторождений.

Основными компонентами отложений являются парафины, содержание которых изменяется от 20 до 70 % (по массе), и асфальтосмолистые соединения – от 20 до 40 % (по массе). Температура застывания парафинов на 3–10 °С выше температуры застывания отложений и составляет 66–75 °С.

7.2. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ИНТЕНСИВНОСТЬ ОБРАЗОВАНИЯ АСПО

Таблица 7.1

Примерный состав АСПО в скважинах Бобровского и Покровского месторождений

Месторождение	Продуктивный пласт	Номер скважины	Место отбора пробы	Температура застывания отложений, °С	Содержание, %		Температура кристаллизации парафинов, °С
					асфальтосмолистые	парафины	
Бобровское	O ₂	68	Выкидная линия	63	27,4	51,7	66
	O ₂	406	НКТ	68	24,3	37,8	74
	O ₂	406	Выкидная линия	67	27,0	42,0	75
	O ₁ +O ₂	326	С глубины 50 м	61	18,0	38,3	67
	A ₄	78	Выкидная линия	60	29,2	69,5	66
Покровское	A ₄ , O ₂	206	То же	66	27,0	24,0	72
	A ₄	709	Выкидная линия	61	29,5	33,3	70
	A ₄	652	То же	63	–	40,1	74
	A ₃	610	"	60	37	48,8	67
	A ₃	609	"	66	21	22,6	76
	B ₂	276	"	72	22	56,2	75

Существует значительное количество научных исследований, посвященных механизму формирования парафиновых отложений в скважинах. Наиболее крупными из них, оказавшими влияние на практическое решение проблем борьбы с парафинообразованием, явились работы П.П. Галонского, С.Ф. Люшина, Н.Н. Репина, В.А. Рассказова, В.П. Тронова.

Исследования ученых и практиков позволили к настоящему времени выделить следующие факторы, влияющие на парафинообразование [43, 95, 158]:

снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;

интенсивное газовыделение;

уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;

изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;

состав углеводородов в каждой фазе смеси;

соотношение объемов фаз.

В скважине перечисленные факторы меняются непрерывно от забоя до устья, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

Исследователями установлены некоторые закономерности образования парафиновых отложений в скважинах при следующих условиях.

Забойное давление больше давления насыщения. В стволе скважины от забоя до области, где давление становится равным давлению насыщения, сохраняется равновесное состояние системы и происходит движение только жидкости. Далее равновесие нарушается, увеличивается объем газовой фазы, жидкая фаза становится нестабильной, что приводит к выделению из нее парафина.

Таким образом, место выделения парафина может находиться на различной глубине и зависит от режима работы скважины.

Забойное давление меньше давления насыщения. При этом условии нарушение равновесного состояния происходит в пласте и выпадение парафина возможно как в пласте, так и в стволе скважины, начиная от забоя. Парафинообразование усиливается при снижении забойного давления и температуры до критических значений.

Динамика давления в подъемных трубах и ее влияние на выпадение парафина. При насосном способе эксплуатации давление на приеме насоса $p_{пр}$ меньше, чем давление насыщения нефти газом $p_{нас}$. Это может привести к выпадению парафина в приемной части насоса и на стенках эксплуатационной колонны. В подъемной колонне образуются две зоны. Первая – выкидная часть насоса: здесь давление резко возрастает и становится больше давления насыщения. В этом интервале движется жидкость. Вторая – зона снижения давления до давления насыщения и ниже, здесь начинается интенсивное выделение парафина.

Итак, основными условиями, способствующими парафинообразованию, являются: снижение давления и температуры, а также разгазирование нефти.

В фонтанных скважинах при поддержании давления у башмака насосно-компрессорных труб равным давлению насыщения, выпадение парафина следует ожидать в подъемном лифте.

Однако возникают режимы, когда с целью интенсификации притока забойное давление снижают до значений, равных или меньших $p_{нас}$, и тогда вероятность газоотделения и выпадения парафина высока в любом интервале ствола скважины, а также в насосно-компрессорных трубах.

Поскольку для нормального процесса нефтеотдачи проблему представляет не сам факт выпадения парафина из нефти, а его накопление на элементах оборудования и труб, то следует рассмотреть некоторые условия образования и накопления парафиновых отложений до критических значений.

К настоящему времени исследователями отмечены следующие факторы, способствующие выделившемуся из нефти парафину образовывать отложения или пробки в скважинах:

адсорбционные процессы, происходящие на границе твердое тело (металл) – парафин и заключающиеся в природных свойствах парафиновых отложений, в состав которых входят смолистые вещества;

наличие на поверхностях отложений продуктов разрушения пласта, механических примесей, привнесенных с поверхности при технологических операциях, продуктов коррозии металлов и т.д.;

шероховатость поверхности, являющейся основой для "зацепления" кристаллов парафина, вокруг которых начинают расти агрегаты отложений;

скорость движения газожидкостной смеси, которая может обеспечить осаждение кристаллов на поверхности твердых тел или, наоборот, их отрыв от поверхности, а также вынос на устье скважины;

электрокинетические явления, вызывающие электризацию как поверхности стенки трубы, так и поверхности кристаллов парафина, что усиливает адгезию парафина к металлу;

структура потока, оказывающая влияние на отложения парафина: установлено, что наибольшие отложения возникают при четочном режиме, когда газ является дисперсной фазой.

Практика добычи парафиновых нефтей на промыслах показывает, что основными местами отложений парафина являются: скважинные насосы, подъемные колонны в скважинах, выкидные линии от

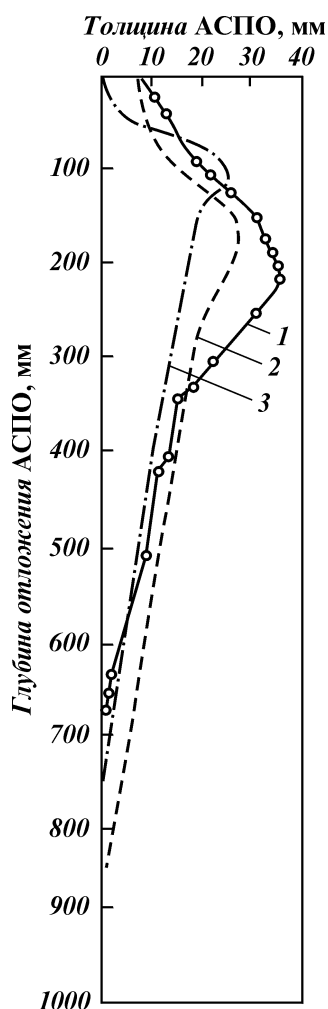


Рис. 7.1. Динамика образования АСПО по длине подъемника различных диаметров, мм:

1 – 89; 2 – 73; 3 – 62 мм

скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности подъемных труб скважин. В выкидных линиях парафинообразование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока.

Многочисленные промысловые исследования показали, что характер распределения парафиновых отложений в подъемных трубах различного диаметра примерно одинаков.

Толщина отложений постепенно увеличивается от места начала их образования на глубине 500–900 м и достигает максимальной толщины на глубине 50–200 м от устья, затем уменьшается до 1–2 мм в области устья (рис. 7.1).

Таблица 7.2

Условия образования АСПО на поверхности нефтепромыслового оборудования

Условия образования АСПО	Подъемные трубы диаметром, мм			Выкидные линии		Резер- вуары
				Расстояние от штуцера, м		
	62	73	89	1,5	4,0	
Термодинамические условия в подъемных трубах при нормаль- ной работе скважины на глубине начала отложений парафина:						
давление, МПа	3,6	4,4	3,8			
температура, °C	20	24	24,5			
То же, на глубине отложения твердого парафина:						
давление, МПа	2,6	2,6	2,5			
температура, °C	18	18	17			
Время полного запарафирования, ч	76	118,5	142			
Температура плавления парафина, °C, на глубине, м:						
0	68	—	68	65	62,5	53,8
200	72	73	69			
400	75	74	74			
600	77	75	75			
Содержание парафина в парафи- новой массе, %, на глубинах, м:						
0	58	—	61	43	39,4	30,4
200	43,6	43,6	48			
400	41,5	46	41			
600	34	—	34			
Содержание асфальтенов, %	—	2,08	—	2,2	2,9	1,48
Содержание смол, %	—	7,18	—	7,5	7,4	—
Плотность при 20 °C, кг/м³	—	917	—	—	—	930

Анализ отложений в подъемных трубах скважин и выкидных линиях и резервуарах приведен в табл. 7.2.

Установлено, что:

содержание парафина в массе отложений возрастает снизу вверх, достигая максимума у устья скважины; оставшийся объем включает в себя нефть, смолистые вещества, воду, мехпримеси;

температура плавления парафина уменьшается снизу вверх, т.е. в нижней части подъемника выпадают более тугоплавкие кристаллы;

за период полного запарафирования труб отложения парафина составляют 0,5–1,0 % (по массе) к количеству добытой нефти и 6–15 % (по массе) к накопившемуся в нефти парафину;

в девонских фонтанных скважинах отложение твердого парафина происходит при давлении 3,5–4,0 МПа и температуре 20–24 °С, а начало интенсивного парафинообразования приурочено к области с давлением 2,5–2,6 МПа и температуре 17–18 °С;

гидрофильный характер поверхности ведет к уменьшению интенсивности прилипания парафина. На смачиваемость поверхности влияет степень дисперсности воды в нефти. С увеличением дисперсности эмульсий смачиваемость поверхности ухудшается;

свойства самих парафинов оказывают влияние на интенсивность отложений. Так, чем больше тугоплавкость парафина, тем больше сцепляемость кристаллов друг с другом и способность их к прилипанию.

Указанные факторы взаимодействуют между собой в скважине, ослабляя, а в большинстве случаев усиливая процессы выделения парафина из смеси и их отложения на трубах и оборудовании.

По мнению большинства ученых, определяющим фактором, влияющим на парафинообразование, является снижение температуры по стволу эксплуатационной скважины.

Характер распределения температуры по длине скважины зависит от:

передачи тепла от движущейся по стволу скважины жидкости окружающим породам;

расширения газожидкостной смеси.

Интенсивность теплоотдачи зависит от разницы температур жидкости и окружающих пород на определенной глубине, а также теплопроводности кольцевого пространства между подъемными трубами и эксплуатационной колонной.

Таблица 7.3

Результаты исследований условий образования АСПО

Глубина, м	Давление, МПа	Общий градиент температуры, °С/100 м	Градиент температуры, вызванный расширением газонефтяной смеси, °С/100 м
1400	11,5	1,5	0,14
900	7,5	1,9	0,17
600	5,0	2,1	0,34
200	2,3	1,8	0,55

Если кольцевое пространство заполнено газом, то теплоотдача составляет меньшее значение по сравнению с жидкостным заполнением.

При давлении в стволе скважины выше давления насыщения весь газ находится в растворенном состоянии, и охлаждение в этом случае вызывается отдачей тепла в окружающую среду.

Охлаждение газонефтяной смеси, вызванное расширением газа и его работой по подъему жидкости, в несколько раз меньше, чем охлаждение за счет теплоотдачи окружающим породам.

Это подтверждается результатами исследований, представленными в табл. 7.3.

Отсюда следует, что температура по стволу скважины определяется главным образом условиями теплоотдачи, а значит, и дебитом скважины.

Надо иметь в виду, что изложенные рассуждения относятся к интервалу ствола скважины, где давление выше 2,0 МПа. Здесь происходит выделение сухого газа (метана). По мере увеличения давления растет коэффициент растворимости газа и одновременно возрастает количество теплоты, затрачиваемой на испарение выделяющихся из нефти газов, содержащих большое количество этана и пропана.

Расчеты показывают, что выделение газа при давлении ниже 1,0 МПа связано с более сильным охлаждением, а выделение тяжелого газа при низких давлениях способствует большему уменьшению растворимости парафина в нефти, чем выделение сухого газа.

Как показали лабораторные исследования в б. УфНИИ, на интенсивность выделения отложений парафина оказывает влияние процесс выделения и поведения газовых пузырьков в потоке смеси.

Установлено, что газовые пузырьки обладают способностью флотировать взвешенные частицы парафина.

Механизм этого процесса описывается так.

При отрыве пузырька от твердой поверхности вначале основание пузырька сокращается очень медленно, а затем все быстрее. После некоторого промежутка времени отрыв осуществляется скачком (рис. 7.2, точка *a*).

В момент отрыва создается перепад давления между объемной фазой и зоной, находящейся под пузырьком, в результате которого часть кристаллов парафина сносится к поверхности, граничащей со стенкой трубы: они соприкасаются со стенкой и откладываются на ней.

В дальнейшем процесс отложений progressively нарастает, так как парафин обладает гидрофобной поверхностью. 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.

Рис. 7.2. График, иллюстрирующий характер отрыва газового пузырька от поверхности трубы

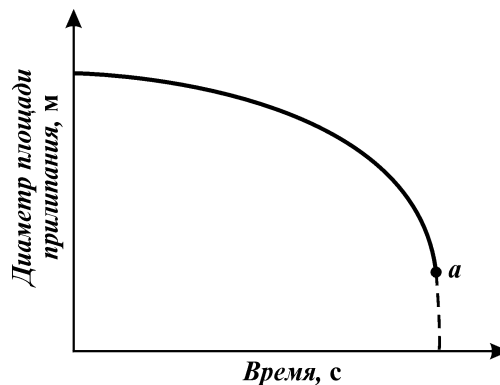
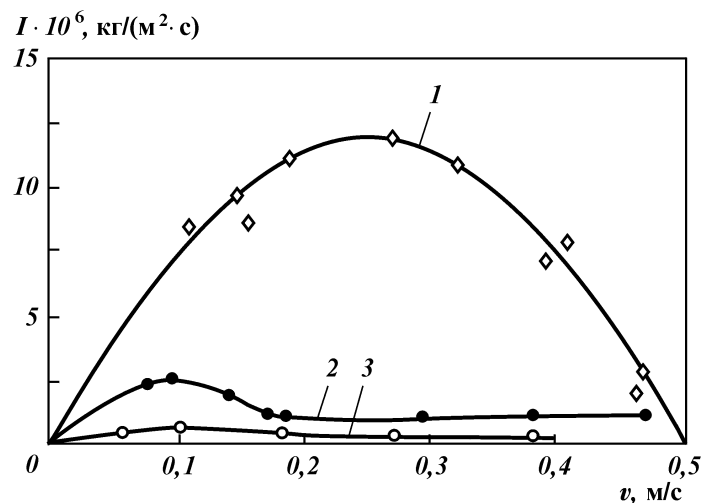


Рис. 7.3. Интенсивность отложения I АСПО в зависимости от скорости движения нефти v и вида покрытия:
 1 — сталь; 2 — эпоксидная смола; 3 — стекло



Влияние скорости движения газонефтяной смеси на отложения АСПО. Исследования позволили установить связь между скоростью движения газожидкостной смеси в подъемных трубах и интенсивностью отложений (рис. 7.3).

С ростом скорости интенсивность отложений вначале возрастает, что объясняют увеличением турбулизации потока и, следовательно, увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности трубы.

Дальнейший рост скорости ведет к уменьшению интенсивности отложений: большая скорость движения смеси позволяет удерживать кристаллы парафина во взвешенном состоянии и выносить их из скважины.

Кроме того, движущийся поток срывает часть отложений со стенок труб, чем и можно объяснить резкое снижение отложений в интервале 0–50 м от устья (см. рис. 7.3). Это подтверждается и практикой эксплуатации высокодебитных скважин, в которых величина отложений и интенсивность их образования значительно меньше, чем в малодебитных и особенно в периодически работающих скважинах. В последних при остановке нефть в подъемных трубах стекает вниз, а кристаллы парафина, ранее присутствовавшие в ней во взвешенном состоянии, оседают на отложившемся парафине, увеличивая толщину слоя.

Кроме того, при больших скоростях движения поток охлаждается медленнее, чем при малых, что также замедляет процесс парафинообразования.

Влияние шероховатости стенок труб на отложения АСПО. В.А. Рассказов, В.Я. Миронов и другие исследователи показали влияние шероховатости труб на интенсивность отложений АСПО (рис. 7.4). Выступы на поверхности труб являются очагами вихреобразования, разрыва слоя, замедлителями скорости движения жидкости у стенки трубы. Это служит причиной образования центров кристаллизации отложений, прилипания к поверхности труб, застревания между выступами и впадинами поверхности.

Практика эксплуатации НКТ с покрытиями из различных материалов подтвердила результаты теоретических исследований [83].

Влияние физико-химического состава нефти на процесс парафинообразования. Результаты исследований, проведенных в 60-х годах, касающихся оценки влияния состава нефти на интенсивность образования отложений показали:

при добавке асфальтенов в 5%-ный раствор парафина в керосине парафин образует точечную структуру, т.е. кристаллы парафина не соединяются между собой и не образуют сплошную решетку. Это объясняется адсорбцией асфальтенов на кристаллах парафина и созданием слоя, препятствующего развитию ленточной структуры;

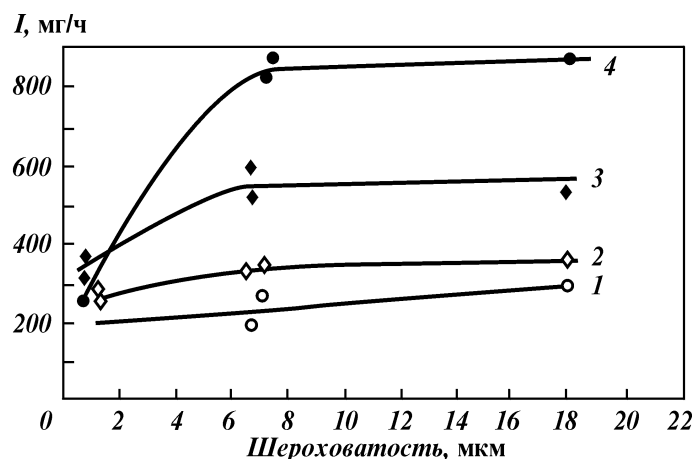


Рис. 7.4. Изменение интенсивности отложений парафина на поверхности образцов I различной шероховатости при дебитах скважины, т/сут:
1 – 23; 2 – 42; 3 – 61; 4 – 76

при добавке смол, наоборот, создаются условия для образования агрегатов кристаллов и их прилипания к поверхности;

в условиях скважины за счет активных компонентов нефтекислот и асфальтосмолистых веществ поверхность труб становится гидрофильной, а значит, ухудшаются адгезионные свойства парафина;

зависимость температуры кристаллизации парафина от соотношения концентраций асфальтосмолистых веществ и парафина носит линейный характер;

с увеличением количественного соотношения асфальтены – смолы к парафину температура начала кристаллизации снижается, а значит, и уменьшается глубина начала отложений парафина в подъемных трубах.

Заслуживает подробного рассмотрения вопрос о влиянии отдельных факторов на интенсивность образования АСПО.

Анализ состава нефтей и АСПО на поверхности НКТ ряда месторождений показал, что в составе АСПО содержание асфальтенов намного больше, чем в нефти. Это указывает на активное действие ассоциатов асфальтенов на процесс кристаллизации парафинов. Установлено, что здесь смолы участвуют как депрессаторы объемного действия, а асфальтены – в качестве присадок поверхностного действия.

В.П. Тронов [158] отметил ряд факторов, влияющих на слипаемость частиц с поверхностями, среди которых: природа взаимодействующих частиц и поверхности, размер и форма частиц, природа среды, из которой уходит частица, присутствие в растворе ПАВ и адсорбционные процессы, протекающие на поверхности раздела фаз, время контакта, температура среды.

Сила прилипания N описывается формулой Б.В. Дерягина [109]

$$N = -\frac{2\pi}{\sqrt{\epsilon\epsilon'}} f_0, \quad (7.1)$$

где ϵ , ϵ' – кривизна соприкасающихся поверхностей; f_0 – результирующая сила поверхностного натяжения

$$f_0 = \sigma_{12} - \sigma_{13} - \sigma_{23}, \quad (7.2)$$

где σ_{12} – поверхностное натяжение на границе раздела контактирующих частицы и поверхности; σ_{13} , σ_{23} – поверхностное натяжение на границах раздела соответственно частицы и поверхности с окружающей средой.

При взаимодействии сферы и плоскости

$$N = 2\pi r f_0, \quad (7.3)$$

где r – радиус сферической частицы.

Известно, что нефти имеют в своем составе поверхностно-активные вещества, природа которых различна. К ПАВ относятся нафтеновые кислоты, смолы и асфальтены. Именно они, контактируя с поверхностью труб, модифицируют ее, создавая первый адсорбционный слой, определяющий в дальнейшем процесс парафинообразования.

Кроме того, отмечено влияние природных ПАВ на температуру насыщения парафином нефти. Так, при массовой концентрации асфальтенов до 0,5 % температура насыщения раствора парафин – керосин – бензол снижалась на 2 °С, а при увеличении концентрации до 1 % температура насыщения раствора возрастала и в дальнейшем до 5 % не менялась.

И.М. Амирханов, исследуя нефти Ромашкинского месторождения, установил, что с ростом содержания асфальтенов до 6 % температура насыщения нефти парафином снижается от 33 до 28 °С; при увеличении массового содержания смол от 12 до 32 % температура насыщения нефтей парафином повышается от 22 до 43 °С, при массовом содержании в нефти асфальтенов свыше 4 %, а парафинов свыше 20 % температура насыщения парафином мало зависит от содержания этих компонентов.

Таким образом, ассоциаты асфальтенов обуславливают пересыщение нефти парафином.

Авторы работы [167] представили дисперсность ассоциатов асфальтенов через отношение их массового содержания A к массовому содержанию смол C . Тогда безразмерный параметр A/C и температура насыщения нефти парафином $T_{\text{нас}}$ будут иметь зависимость, приведенную на рис. 7.5. С увеличением параметра A/C ассоциаты в нефти менее стабилизированы из-за недостатка стабилизирующих компонентов, что ведет к снижению температуры и при небольших значениях A/C – наоборот. Процесс кристаллизации парафинов таких нефтей подавляется ассоциатами асфальтенов, и отложение парафина не происходит.

Следовательно, для предотвращения парафиноотложений температуру насыщения нефти необходимо снижать ниже температуры в интервале, где необходимо предупредить формирование этих отложений.

Результаты исследований и экспериментов свидетельствуют о депрессирующем действии природных ПАВ, что позволяет указать на новые направления для предотвращения парафиноотложений:

Рис. 7.5. Снижение температуры насыщения пластовых нефтей парафином $T_{\text{нас}}$ с ростом A/C [167]:
 1 – юрские отложения на полуострове Мангышлак (месторождение Узень); 2 – меловые, юрские и палеогеновые отложения на Украине, Западной и Восточной Сибири; 3 – девонские отложения в Татарии; 4 – залежи карбона в Татарии

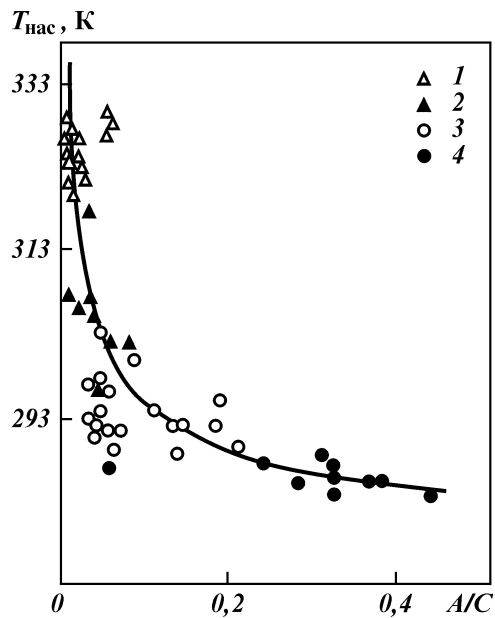
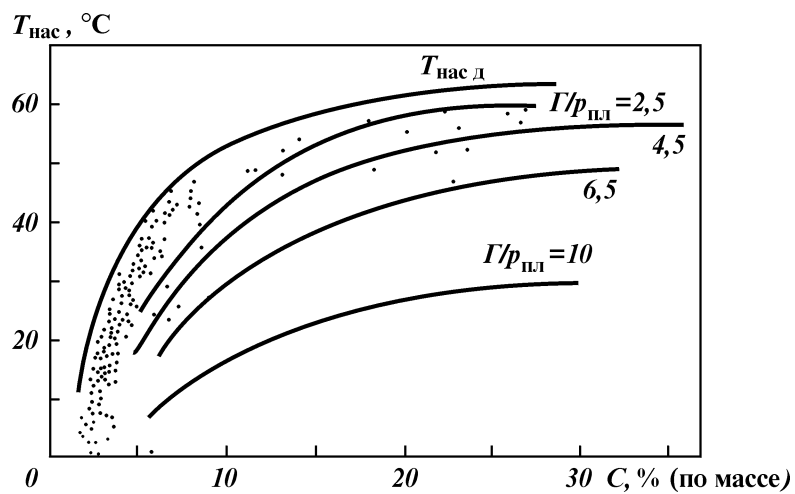


Рис. 7.6. Зависимость температуры насыщения пластовых нефтей $T_{\text{нас}}$ от содержания в них парафина C



увеличение содержания асфальтенов в потоке добываемой парафинсодержащей нефти;

повышение поверхностной активности содержащихся в нефти ассоциатов асфальтенов путем их диспергирования.

На практике реализация этих рекомендаций возможна путем: подачи асфальтеносодержащей нефти в поток парафинистой нефти; диспергирования ассоциатов асфальтенов добавкой химических реагентов.

При недостатке естественных депрессаторов-ассоциатов асфальтенов в составе парафинистой нефти рекомендуется использовать синтетические депрессаторы и растворители.

Некоторые исследователи считают основным фактором парафинообразования – снижение температуры. На этой основе во ВНИИнефти разработано руководство, позволяющее прогнозировать фазовое состояние парафинов в пластовых условиях [24].

За основной критерий взята температура насыщения нефти парафином $T_{\text{нас}}$, при которой из нефти начинается массовое выпадение твердой фазы.

Принимается, что при $T_{\text{нас}} = T_{\text{пл}}$ (где $T_{\text{пл}}$ – температура пластовая) нефть насыщена парафином, при $T_{\text{пл}} - T_{\text{нас}} < 10$ нефть близка к насыщению, при $T_{\text{пл}} - T_{\text{нас}} > 10$ нефть недонасыщена парафином.

На основе экспериментальных исследований получено уравнение, описывающее зависимость содержания парафина в нефти C от насыщения парафином дегазированной нефти $T_{\text{нас д}}$:

$$T_{\text{нас д}} = 70,5 \exp^{3,686 / N}. \quad (7.4)$$

Влияние пластового давления $p_{\text{пл}}$ и газосодержания G на фазовое содержание парафина в нефти учитывается в уравнении

$$T_{\text{нас}} = T_{\text{нас д}} + 0,2p_{\text{пл}} - 0,1G. \quad (7.5)$$

В результате получены корреляционные зависимости $T_{\text{нас}}$ от $G/p_{\text{пл}}$, которыми можно руководствоваться на практике при оценке зоны возможного парафинообразования (рис. 7.6).

Руководствуясь определяющим влиянием температуры на парафинообразование, в ОАО Оренбургнефть были поставлены эксперименты по определению температурного градиента по стволу в фонтанных скважинах.

В качестве экспериментальных были выбраны скважины более 10 месторождений, продуктивные пласты которых приурочены к отложениям среднего девона, залегающим на глубинах от 4,2 до 5,5 км (табл. 7.4).

Таблица 7.4

**Условия залегания и физико-химические характеристики нефтей
Зайкинской группы месторождений**

Месторождение	Пласт	Номер скважины	Глубина перфорации, м	$p_{пл}$, МПа	$T_{пл}$, °С	G , м ³ /т	α разгазированной нефти	Содержание, % (по массе)		
								сера	смолы силикагелевые	асфальтены
Зайкинское	Д-III	Принятые значения по нескольким скважинам	4300	45,78	95	533,6	0,8102	0,49	1,64	0,31
	Д-IV		4400	46,86	96	2139,6	0,7958	0,29	0,71	0,21
газоконденсатная залежь										
То же	Д-V		4500	51,69	101	1172,0	0,7949	0,32	0,94	0,11
Росташинское	Д-III	171	4194–4228	47,90	85	599,2	0,7955	0,13	2,20	0,40
	Д-IV	175	4318–4340	49,03	83	638,9	0,8020	0,26	1,20	0,05
	Д-V	175	4453–4472	46,60	87	710,5	0,7985	0,30	1,00	0,04
Гаршинское	Д-III	285	4074–4090	40,40	84	445,8	0,8012	0,33	1,70	0,30
	Д-IV	289	4171–4178	45,21	85	819,7	0,7918	0,14	0,91	0,05
	Д-V	285	4252–4260	49,03	90	640,2	0,8036	0,50	1,40	0,17
Южно-Гаршинское, газоконденсатная залежь	Д-IV	300	4219–4226	45,34	82	1470,3	0,7822	0,44	0,37	0,05
Давыдовское	Д-V	2	4494–4518	51,78	91	797,6	0,7972	0,25	0,20	0,01
Конновское	Д-IV	10	4340–4367	47,42	82	991,3	0,8096	0,11	1,50	0,30
	Д-V	10	4459–4490	48,72	82	983,0	0,7951	0,40	1,70	0,14

Исследования позволили получить закономерность, описывающую температуру нефтегазового потока и глубину h :

$$T_{\text{п}} = T_{\text{пл}} - \Delta t - B, \quad (7.6)$$

где B – поправочный коэффициент, рассчитываемый для каждого пласта по формуле

$$B = T_{\text{уст}} + T_{\text{пл}} - \Delta t, \quad (7.7)$$

здесь $T_{\text{уст}}$ – температура на устье скважины при дебите q , °С; Δt – отклонение температуры нефтяного потока на высоте h над забоем скважины от пластовой, °С:

$$\Delta t = h \left(1 - \frac{1 - e^{-ah}}{ah} \right) \tilde{a}, \quad (7.8)$$

где

$$a = \frac{2\pi h}{1000 Q \tilde{n} \ln \frac{r_2}{r_1}}, \quad (7.9)$$

Γ – геотермический градиент, °С/м; e – коэффициент теплопроводности, ккал/(м·ч·°С); c – удельная теплоемкость нефтяного потока, ккал/(кг·°С); r_1 – наружный радиус насосно-компрессорных труб, м; r_2 – внутренний радиус обсадных труб, м; Q – дебит скважины, т/ч.

Принимая температуру потока на глубине h равной температуре отложения парафина, получим

$$T_{\text{отл пар}} = T_{\text{пл}} - \Gamma h \left(1 - \frac{1 - e^{-ah}}{ah} \right). \quad (7.10)$$

Решая уравнение относительно h , получаем расстояние от забоя по стволу скважины, где температура в НКТ будет равна

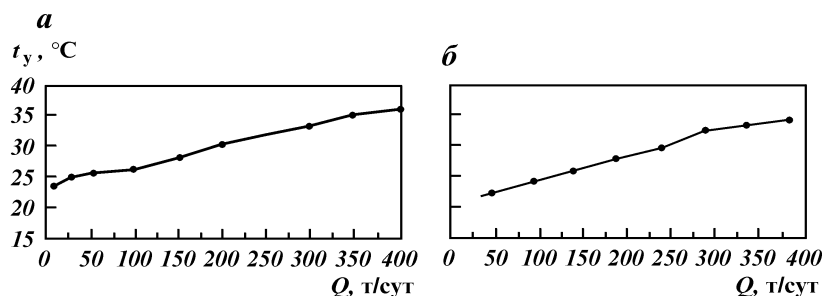


Рис. 7.7. Изменение температуры на устье скважины t_y в зависимости от ее дебита Q для Зайкинского (а) и Гаршинского (б) месторождений:

а – глубина залегания пласта 4560 м, пластовая температура 97 °С; б – 363
глубина залегания 4300 м, пластовая температура 87 °С

начальной температуре образования смолопарафиновых отложений.

Представляется возможность для каждой скважины построить зависимость распределения температуры по стволу скважины от дебита и, следовательно, определить интервал парафинообразования.

На рис. 7.7 приведены расчетные зависимости для скважин Зайкинского и Гаршинского месторождений.

7.3. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ ПАРАФИНА В ФОНТАННЫХ СКВАЖИНАХ

Динамика работы фонтанных парафинсодержащих скважин имеет закономерность, приведенную на рис. 7.8.

Развитие технологии и техники борьбы с парафинообразованием имеет длительную историю. Однако нельзя сказать, что к настоящему времени все трудности, связанные с решением данной проблемы, преодолены. Многообразие условий разработки месторождений и характеристик добываемой нефти требует индивидуальных подходов.

Сегодня, как и много десятилетий тому назад, в арсенале нефтяников преобладают следующие методы: тепловые, физические, химические, механические и применение покрытий.

На отдельных месторождениях в качестве экспериментальных проводятся работы по применению вибрационных и магнитных способов.

Перечисленные методы с небольшими изменениями, а иногда и без них, применяются в скважинах с различными способами эксплуатации. Поэтому при описании технологии применительно к тому или иному способу будем касаться только существенных отличий, характерных для данного способа эксплуатации.

Тепловые методы

Тепловые методы основаны на свойствах парафина плавиться при температурах выше 50 °С и, стекая с нагретой поверхности, освобождать ее.

Воздействие высокой температуры требует применения специального источника тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений или вырабатывать теплосодержащий агент на устье скважины.

В настоящее время используются следующие технологии с применением:

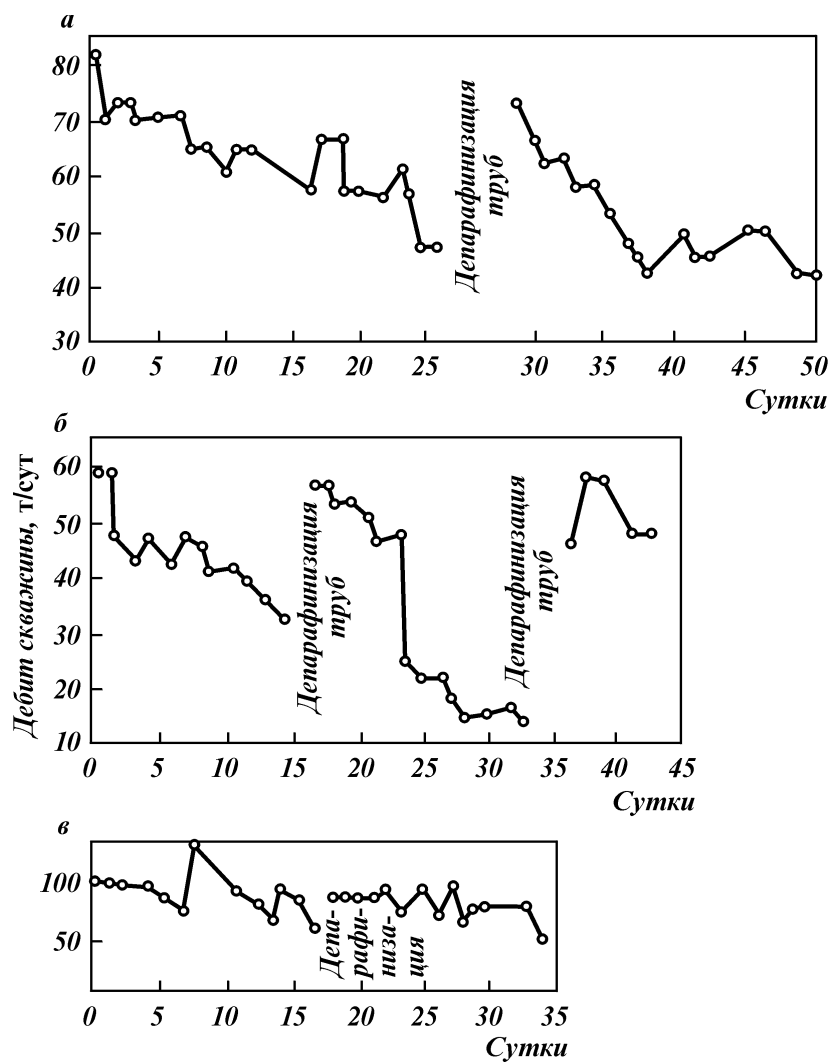


Рис. 7.8. Графики падения производительности парафинсодержащих фонтанных скважин в процессе эксплуатации:
а – скв. 1; б – скв. 2; в – скв. 3

горячей нефти или воды в качестве теплоносителя;
острого пара;
электрических печей наземного и скважинного исполнения;

агентов, взаимодействие которых ведет к химической реакции, сопровождающейся выделением некоторого количества тепла.

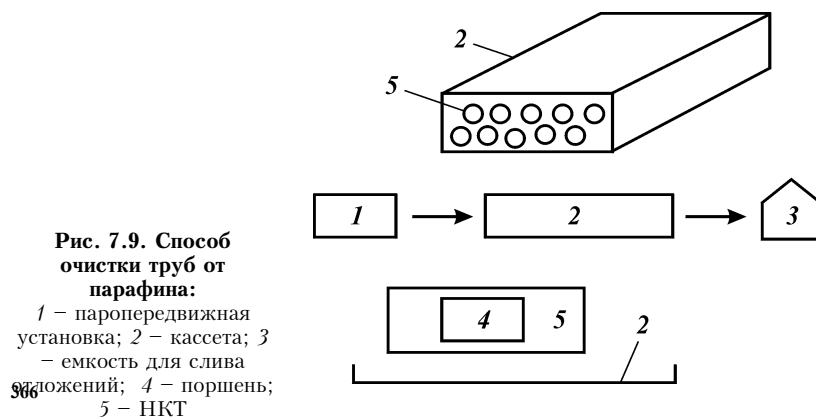
Технология применения теплоносителя предусматривает нагрев жидкости в специальных нагревателях – котельных установках передвижного типа и подачу ее в скважину способом прямой или обратной промывки.

Для этой цели промышленность выпускает специальные агрегаты – депарафинизационные передвижные установки, оснащенные котлами – подогревателями жидкости до температуры 150 °С и насосами, развивающими давление до 16 МПа. Нагретый агент может циркулировать в скважине определенное время, обеспечивая расплавление и удаление отложений.

Наиболее предпочтительной считается обратная промывка, исключающая образование парафиновых пробок, часто возникающих при прямой промывке.

Применение острого пара, вырабатываемого паропередвижными установками типа ППУА-1200/100, с температурой до 310 °С и давлением до 10 МПа для целей скважинной борьбы с отложениями неэффективно. При подаче пара в скважину происходит интенсивная конденсация пара и, как утверждают авторы [94], на глубине 300–400 м температура пара снижается до температуры скважины.

Наиболее целесообразно применять ППУ для очистки манифольдов, арматуры и трубопроводов в зоне расположения скважины. Поднятые на поверхность НКТ лучше очищать следующим образом. Поместить их в кассету и воздействовать на них паром от ППУ по схеме, приведенной на рис. 7.9. При этом одновременно очищаются 10–20 труб. Для усиления эффекта в трубы можно вставить поршни.



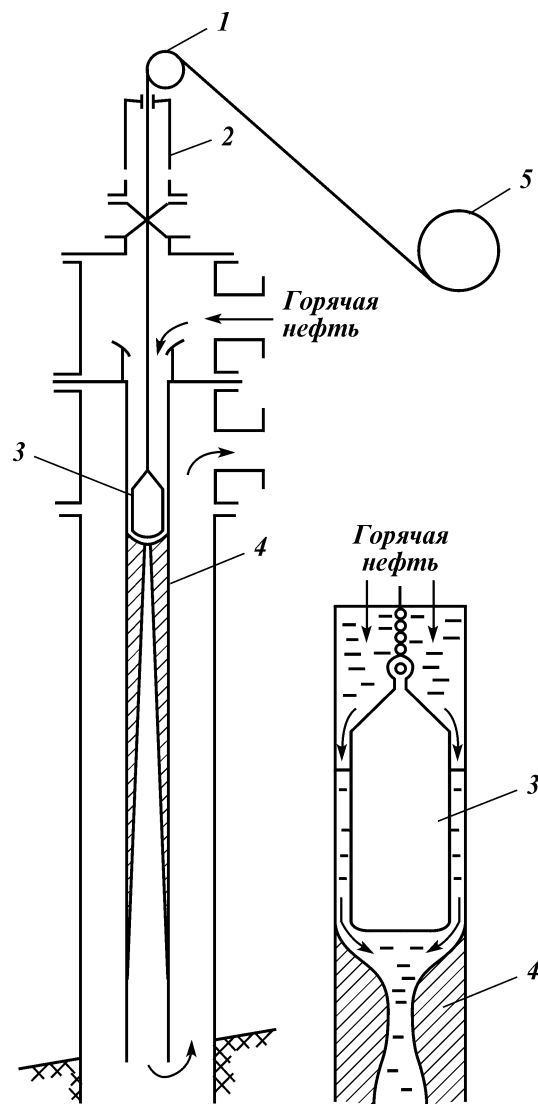


Рис. 7.10. Схема оборудования скважины для депарафинизации горячей нефтью по центральной схеме с применением плунжера:

1 – направляющий ролик; 2 – лубрикатор; 3 – плунжер; 4 – парафин; 5 – лебедка с канатиком

Повышение эффективности очистки НКТ от отложений парафина может быть достигнуто ранее применявшейся, но к настоящему времени повсеместно утраченной технологией, приведенной на рис. 7.10. Улучшение процесса очистки происходит за счет совмещения операции промывки горячей

жидкостью со спуском поршня. Последний обеспечивает направленное движение теплоносителя вдоль внутренней поверхности НКТ и более рациональное использование тепла.

Электродепарафинизация

Применение электричества для депарафинизации имеет давнюю историю, когда на Сахалинских промыслах, а затем в НГДУ "Туймазанефть" на НКТ подавался электрический ток напряжением 2000–6000 В.

Одной из разновидностей депарафинизации является применение устройств, располагаемых в области интенсивного парафинообразования.

Конструкция первых нагревателей (рис. 7.11) включала обмотку 2, сердечник 3, подвижной контакт 1, присоединительные клеммы 4 и 5, электроисточник 6.

Здесь сердечником служит колонна насосно-компрессорных труб. Подача напряжения осуществляется на индукционную катушку по обсадной колонне, а на сердечник по НКТ. Условием работы схемы является обеспечение надежной изоляции НКТ от обсадной колонны. Это достигается применением центраторов, выполненных из электроизоляционного материала.

Развитием этого вида электродепарафинизации являются разработанные в ТатНИПИнефть индукционные нагреватели, электропитание которых осуществляется по кабелю. Это обеспечивает более высокую надежность и безопасность конструкции.

В последние годы промышленность освоила выпуск установки для электропрогрева скважин типа УЭС-1500, которая обеспечивает спуск в скважину на кабель-канате на глубину до 1500 м электропечи мощностью до 50 кВт.

Установка создает температуру в интервале спуска до 100 °С и включает в себя лебедку, смонтированную на шасси автомобиля, автотрансформатор, кабель-канат и электропечь (рис. 7.12). Назначение автотрансформатора – компенсировать потери напряжения в кабеле, значение которых зависит от глубины спуска электропечи.

Опыт применения электронагревателей на промыслах Башкортостана показал их эффективность. Отмечена также ненадежная конструкция узла присоединения кабеля к нагревателю.

Дальнейшим развитием этого направления явился спуск нагревателей внутрь НКТ непосредственно в интервалы

парафинообразования, для чего была разработана малогабаритная печь диаметром 29 мм и мощностью 9,45 кВт.

Применение электронагревателей для борьбы с отложениями парафина в устьевой арматуре и манифольдах было реализовано в НГДУ "Туймазанефть" путем монтажа на устье скважины специальной батареи из трех сообщающихся между собой труб, на которые наматывалась электрическая обмотка. Трубы подключаются к арматуре и через них пропускается добываемая жидкость, а на обмотку подается напряжение (рис. 7.13).

Мощность нагревателя составляла 24 кВт, температура нагрева жидкости достигала 75 °С. Устройство позволяет осуществлять циркуляцию нагретой жидкости через арматуру и рабочий манифольд и обеспечивать удовлетворительную их очистку от парафина.

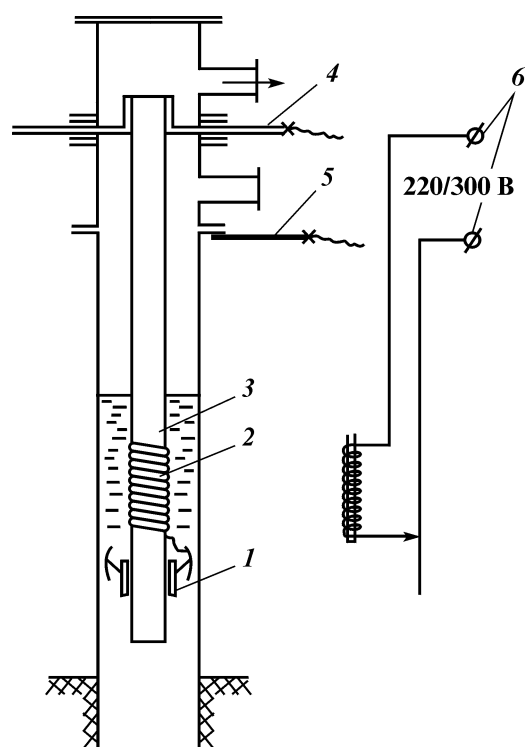


Рис. 7.11. Схема оборудования скважины и электрическая схема цепи депарафинизации с применением индукционной электропечи

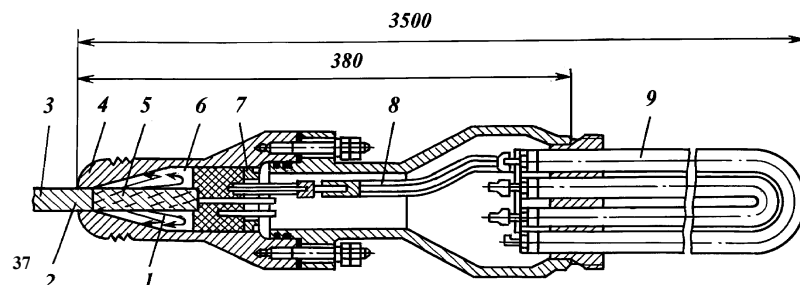


Рис. 7.12. Электронагреватель скважинный:
1 – крепление кабеля; 2 – проволочный бандаж; 3 – кабель; 4 – головка; 5 – асбестовая оплетка; 6 – свинцовая заливка; 7 – гайка; 8 – клеммник; 9 – нагреватель

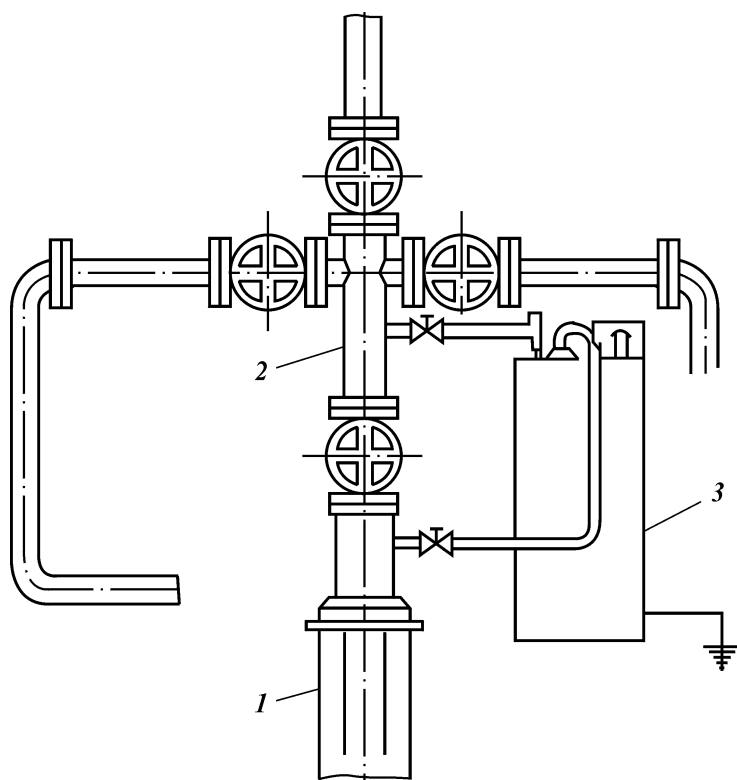


Рис. 7.13. Индукционный прямоточный подогреватель и схема его подключения:

1 – скважина; 2 – устьевая арматура; 3 – подогреватель

Применение данного устройства особенно эффективно на удаленных скважинах, расположенных в труднодоступных местах.

Несмотря на некоторые положительные стороны электродепарафинизации, она получила ограниченное применение вследствие непродолжительного эффекта от воздействия и ненадежности серийных конструкций, делающих их эксплуатацию опасной для персонала.

Физические методы

Методы, относящиеся к физическим, основываются на применении электрических, магнитных, электромагнитных полей, механических и ультразвуковых колебаний. К наиболее перспективным из методов следует отнести воздействие

переменных электромагнитных полей на парафинистую нефть. Вследствие лабораторных и промысловых исследований установлено, что при обработке нефти электромагнитным полем степень парафинизации трубопроводов значительно уменьшается. Степень воздействия поля на интенсивность образования отложений зависит от физико-химических свойств, состава нефти, интенсивности поля и режима обработки нефтяного потока полем.

Как известно, нефть представляет собой смесь веществ, обладающих различными характером и значением магнитной восприимчивости, а также электрической поляризуемости. Переменное электрическое поле характеризуется напряженностью переменного электрического поля и напряженностью переменного магнитного поля.

При обработке нефтяного потока полем образуются дополнительные центры кристаллизации парафина по всему объему нефтяного потока. Кристаллы растут не на стенках оборудования, а в объеме нефти, что и уменьшает интенсивность накопления АСПО в оборудовании.

Для исследования влияния электромагнитного поля на процесс возникновения смолопарафиновых образований был сконструирован и изготовлен электромагнитный аппарат, который был испытан на Усинском месторождении. Результаты промысловых испытаний показали достаточно высокую эффективность метода.

В настоящее время в связи с трудностями приобретения химических реагентов и специального оборудования наиболее перспективными являются устройства, предотвращающие образование АСПО, на основе постоянных магнитов, которые не требуют ни химических реагентов, ни электроэнергии. В течение последних трех лет с этой целью предлагались петромагнитные устройства "Магнифло" производства компании "Петролеум Магнетик Интернешнл" (г. Одесса и штат Техас, США).

Они представляют собой трубы НКТ с внешним кожухом, в котором размещаются магниты. Технологическая конструкция устройства обеспечивает универсальность этих изделий, но из-за довольно значительных размеров (2–5 м) и массы (30–100 кг) иногда возникают проблемы с установкой и монтажом (обязателен подъем НКТ).

В России эти устройства продаются и перепродаются различными фирмами-посредниками по цене 8–12 тыс. долл. США, что в итоге не позволяет достичь хороших экономических и технологических результатов. В связи с большой удаленностью добывающих скважин от базы производственного обеспечения в

условиях Крайнего Севера эта технология не была принята надежной. Поэтому совместно с НПФ "Технологические системы" с 1994 г. были начаты работы по внедрению отечественных опытно-промышленных устройств с использованием постоянных спецмагнитов.

Устройства представляют собой цилиндры диаметрами 60 и 42 мм, длиной 450 и 350 мм, массой примерно 5 и 3 кг, выполненные из коррозионно-стойкой стали и снабженные элементами крепления внутри трубы и элементами, позволяющими подвешивать их в НКТ на проволоке, в том числе вместе с механическим скребком или утяжелителем. Подъема НКТ в большинстве случаев не требуется.

Конструкция магнитов, расположенных внутри корпуса, позволяет проводить обработку продукции скважины таким образом, что после прохождения жидкости через зазор между стенкой трубы и поверхностью магнитного устройства для обработки жидкости в нефтегазоводяном потоке за счет физико-химической модификации металлосодержащих микропримесей образуется огромное количество дополнительных центров кристаллизации и флотационного выноса. Они представляют собой газовые электрически заряженные микропузырьки, сформированные на коллоидных микропримесях. Форма корпуса МОЖ сконструирована так, что магнитный эффект усиливается гидравлическим. Защита от отложения осуществляется в результате формирования АСПО в объеме с последующим флотационным их выносом на устье скважины. Применение устройств, разработанных НПФ "Технологические системы", вызывает также газлифтный эффект благодаря более раннему выделению газа в виде микроскопических пузырьков, что в некоторой степени увеличивает продуктивность скважин. Интенсивное выделение микропузырьков газа способствует выносу мелких (частицы размером примерно до 50 мкм) механических примесей, однако более крупные механические примеси (размеры, начиная с 50 мкм) могут быть не вынесены микропузырьками, что снижает эффективность работы депарафинизатора. Однако в последнем случае отнесение отложений механических примесей к АСПО является ошибочным, так как АСПО принято называть отложения, полученные в результате кристаллизации твердых веществ из растворенного состояния. Косвенно указывает на наличие крупных механических примесей в продукции скважины малый (1–5 мес) межремонтный период.

С декабря 1995 г. в ОАО "Оренбургнефть" развернуты работы по внедрению магнитных устройств для борьбы с

парафиноотложениями в НКТ добывающих скважин. В условиях фонтанного способа эксплуатации НГДУ "Южуренбургнефть" использует магнитные депарафинизаторы серии МОЖ НПФ "Технологические системы". Работы проводятся в 10 скважинах Росташинского нефтяного месторождения (НГДУ "Южуренбургнефть"). Скважины эксплуатируются с дебитом 22–150 т/сут и газовым фактором 500–1100 м³/т. Отложения парафина начинаются, как правило, с глубины 1200 м. Межочистные операции проводятся 3–10 раз в месяц. НКТ, в основном комбинированные, размером 73×62 мм спущены до глубины 4200–4500 м. Устройства МОЖ-42Э спущены в скважины на скребковой проволоке вместе со скребками. В течение первых 3 мес четко проявилась эффективность их применения: полностью были прекращены обработки скважин горячей нефтью или растворителями. Вместе с тем замечено, что проволока, на которой спускаются устройства, остается слабым звеном, так как в момент запуска скважин после остановки происходят подбросы устройств. Для повышения надежности системы в целом при незапланированных остановках скважины предложено поднимать магнитные устройства в устьевой лубрикатор.

Работу устройств затрудняют геолого-технологические факторы: наличие значительного количества механических примесей в нефти, подбросы скребков с депарафинизаторами при запуске скважин с большим газовым фактором. Это учитывается при изготовлении конструкций последующих приборов и их эксплуатации.

При проведении 02.03.96 г. текущего ремонта в скв. 904 Росташинская в компоновку НКТ был установлен муфтовый вариант конструкции МОЖ. Скважина была введена в эксплуатацию с дебитом 36 м³/сут. До установки МОЖ межочистой период составлял 2–5 сут. До настоящего времени скважина работает без отложений парафина в НКТ. Серьезных препятствий для проведения геофизических работ нет, так как внутренний диаметр МОЖ составляет 56 мм, наружный – 108 мм. Однако при спуске рекомендуется использовать свинцовый груз для утяжеления прибора.

На Гаршинском месторождении ОАО "Оренбургнефть" магнитное устройство типа МОЖ-42Э спущено в скв. 700. Скважина работает фонтанным способом безводной нефтью дебитом 20 т/сут с газовым фактором 570 м³/т. Отложения парафина начинаются с глубины 1200–1700 м, межочистой период составлял 5–6 сут. Контрольные подъемы устройства подтвердили его эффективность. МОЖ подвешен

вместе со скребком и грузом на одножильном каротажном кабеле.

На Покровском месторождении ОАО "Оренбургнефть" в скв. 716, оборудованной штанговой глубинной насосной установкой, использовано магнитное устройство типа МОЖ-22Ш. Дебит скважины 12 т/сут, газовый фактор 45,5 м³/т, нефть безводная, межочистной период составлял 30 сут. Устройство включено в состав колонны штанг. После установки магнитного устройства с 15.02.96 г. до 01.11.96 г. тепловые обработки не проводились. Скважина продолжает работать.

Результаты применения магнитных устройств в ОАО "Оренбургнефть" подтвердили эффективность предложенной технологии борьбы с парафиноотложениями как при фонтанном способе эксплуатации скважин, так и при использовании глубинных насосных установок (ЭЦН и СШН). Перспективу развития данных работ специалисты ОАО "Оренбургнефть" видят в расширении области применения различных магнитных устройств, включая защиту выкидных линий скважин от парафиноотложений, ускорении водогазонефтесепарации, снижении коррозии.

Экономический эффект по Росташинскому месторождению составляет в среднем 15,5 млн руб/мес (примерно 3 тыс. долл. США по курсу ММВБ на 01.09.96 г.) на скважину.

За 1995–1998 гг. на месторождениях ОАО "Оренбургнефть" было испытано 115 магнитных депарафинизаторов различных конструкций, в том числе 61 АМС-2,5 производства НПК "Новые технологии" (г. Нижневартовск). Только в 1997 г. от использования 57 магнитных активаторов различных конструкций в целом по скважинам ОАО "Оренбургнефть" сократилась обработка горячей нефтью и химреагентами на 274 и механическими скребками на 185.

По результатам промысловых испытаний магнитных депарафинизаторов сделаны следующие выводы:

магнитными депарафинизаторами можно оборудовать скважины и выкидные линии;

в фонтанные скважины и скважины с ЭЦНУ депарафинизаторы следует спускать на скребковой проволоке;

в скважинах с большим газовым фактором депарафинизатор необходимо перед запуском поднимать до лубризатора;

для месторождений с незаконченным обустройством магнитные депарафинизаторы являются оптимальным средством предотвращения АСПО;

срок окупаемости магнитных депарафинизаторов в скважинах с небольшим межочистным сроком (до нескольких суток) составляет не более одного месяца.

Вибрационные методы

Методы основаны на создании в области парафинообразования ультразвуковых колебаний, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микродвижение, что препятствует осаждению на стенках труб. Устройство, приведенное на рис. 7.14, генерировало гидравлические колебания частотой до 1,8 Гц за счет колебания пластины, помещенной в центр потока струи движущейся жидкости.

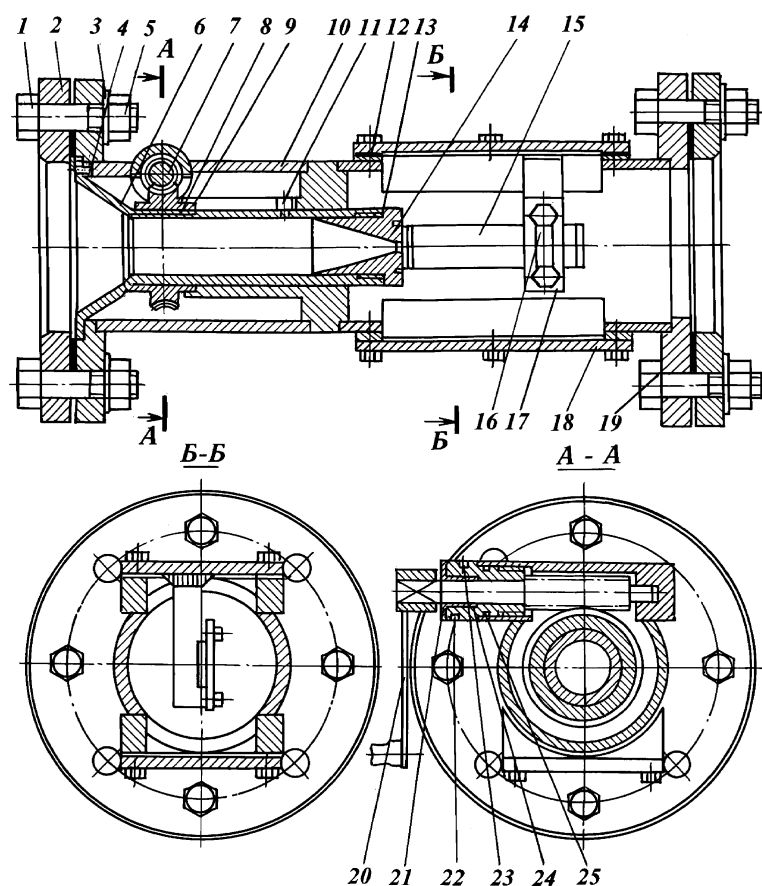


Рис. 7.14. Гидродинамический вибратор ВГ-2:

1 – гайка; 2 – фланец; 3 – шайба; 4 – винт; 5 – болт; 6 – воронка; 7 – червяк; 8 – червячное колесо; 9 – шайба латунная; 10 – труба; 11 – шпонка; 12 – прокладка; 13 – шайба уплотнительная; 14 – штуцер-сопло; 15 – пластина вибрационная; 16 – пластинчатая шайба; 17 – планка; 18 – крышка; 19 – прокладка; 20 – рукоятка; 21–25 – уплотнения

Опубликованные материалы по результатам испытания гидравлических вибраторов противоречивы. Есть основания предполагать, что вибрация влияет на прочность резьбовых соединений НКТ, а также способствует их разрушению или самоотвинчиванию.

Учитывая, что работающее в скважине насосное оборудование, особенно установки электроцентробежных

насосов, также вызывают вибрацию труб, могут возникнуть резонансные колебания системы, приводящие к авариям. Последнее имеет место на практике.

Применение вибраторов для целей борьбы с парафином широкого распространения не получило.

Тем не менее отдельные конструкции вибраторов применяют на некоторых месторождениях для предотвращения отложения парафина в рабочих манифольдах скважин (см. рис. 7.14). Вибратор монтировался на манифольде, и поток жидкости, выбрасываемый из скважины, воздействовал на пластину. Последняя начинала вибрировать с частотой до 1,8 кГц, передавая колебания жидкости.

Химические методы

Наиболее широко используемое в настоящее время направление по предотвращению образования асфальтосмолопарафиновых отложений базируется на исследованиях, в результате которых было установлено: дозирование в нефть или нефтяную эмульсию химических соединений, обладающих определенными свойствами, уменьшает, а иногда и полностью предотвращает образование отложений.

В основе действия реагентов ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и твердой поверхностью.

По этому признаку ингибиторы подразделяются на: смачивающие, модификаторы, депрессаторы и диспергаторы.

Механизм действия смачивающих агентов сводится к образованию на поверхности металла труб гидрофильной пленки, препятствующей адгезии кристаллов парафина к трубам и создающей условия для их выноса потоком жидкости. Условием эффективного применения агентов этой группы является отсутствие каких-либо отложений на трубах перед использованием ингибиторов.

Модификаторы взаимодействуют с молекулами парафина, ослабляя процесс укрупнения кристаллов. Это способствует поддержанию кристаллов во взвешенном состоянии в процессе их движения.

Механизм действия депрессаторов заключается в адсорбции их молекул на кристаллах парафина, что затрудняет их способность к агрегации и накоплению.

Диспергаторы – химреагенты, обеспечивающие повышение теплопроводности нефти и, следовательно, замедляющие

процессы кристаллизации парафина. В результате время пребывания парафина во взвешенном состоянии в потоке и вероятность его подъема потоком жидкости увеличиваются.

Объединив реагенты по принципу их химического воздействия на АСПО, получим следующие данные (табл. 7.5).

В последние годы, благодаря усилию ученых многих исследовательских центров и промысловых инженеров, создан целый ряд химических веществ – ингибиторов парафина, которые применяются с различной степенью эффективности.

Отдельную группу образуют химреагенты, назначение которых удалить уже образовавшиеся отложения или несколько уменьшить интенсивность их накопления. Они получили название удалителей и по химическому составу – это растворители, являющиеся отходами или промежуточными производными нефтехимических производств (табл. 7.6).

В ОАО "Оренбургнефть" прошли испытания в лабораториях и непосредственно в скважинах ингибиторы марок ДМ-650, ДМ-655, ДВ-02, ИНПАР, ДВ-03, "Урал-04/8", ДМ-512 и др.

Проведем оценку эффективности ингибиторов разными методами.

Метод стальных стержней. Технологией метода предусматривается оценка количества отложившегося парафина на стальных стержнях длиной 200 мм и диаметром 15 мм, помещенных в стаканы с нефтью, предварительно нагретой до 60 °С и насыщенной до 10 % парафином и раствором реагента-ингибитора. Стержень выдерживается в растворе в течение 6–8 ч, а затем в него вводят 100 г толуола и дополнительно выдерживают еще 4 ч для растворения отложившегося парафина.

Таблица 7.5

Классификация химических реагентов для предупреждения АСПО

Группа ингибитора	Подгруппа и основной компонент
Смачиватели	Полиакриламид (ПАА); ингибиторы парафинообразования – ИП-1, ИП-2, ИП-3; кислые органические фосфаты; силикаты щелочных металлов; водные растворы синтетических полимерных ПАВ
Диспергаторы	Соли металлов; соли высших синтетических жирных кислот; силикатно-сульфанольные растворы; сульфатированный щелочной лигнин
Модификаторы	Атактический пропилен с молекулярной массой 2000–3000; низкомолекулярный полиизобутилен с молекулярной массой 8000–12000; сополимеры: алифатические, этилена и сложного эфира с двойной связью; тройной сополимер этилена с винилацетатом и винилпирролидоном; полимер с молекулярной массой 2500–3000
Депрессаторы	Парафлору АзНИИ; алкилфенол ИПХ-9; "Дорад-1А"; ВЭО-504 ТюмНИИ; "Азолят-7"

Таблица 7.6
Удалители АСПО на основе органических и неорганических соединений

Класс удалителя	Растворитель, удалитель
Индивидуальные растворители	Толуол; 2-метил-метил-бисамин; 4,1,1-пропилен-1,3-диоксан; 4,4-метил-5,6-дигидропирин; 2-метилфуран; сернистый углерод; дихлорпропан
Растворители различного класса органических соединений природного характера	Газоконденсат; газовый бензин; смесь сжиженных нефтяных газов; пирооконденсат; МОН-47; Д-13; углеводородный слой; промежуточный продукт; "Волжский 1, 2, 3, 4"
Смесь одного или разных классов органических соединений – продуктов нефтехимии и нефтепереработки	Легкая нефть; керосиновая фракция; хлорированные углеводороды; пипериленовая фракция; смесь ацетатов; альфа-олефиновая фракция; уайт-спирит; осветленный керосин; пенореагент; адсорбент; нефтяной сольвент
Органические смеси с добавкой ПАВ	Газовый бензин с ПАВ; ароматизированный бензин с пипериленовой фракцией и СЖК; ароматизированный конденсат с нефтью и сульфанолам или ПАВ ОП-10; димеры и тримеры изобутилена с ОП-10 и И-1-А; растворители с оксиэтиловым эфиром алкиларилового соединения; растворители с катализатором; СНПХ-7Р-1; изопарафины с сульфанатом натрия; бутилбензольная фракция с октадецилпропиленом-диамином
Органические композиции целенаправленного смешивания химических и нефтехимических продуктов	Керосиновый дистиллят с ацетоном; керосиновая фракция с ацетоном; кубовые остатки перхлорэтилена с бензиновой фракцией; спирты и кетоны с керосином; четыреххлористый углерод с этилбензольной фракцией; СНПХ-7р-2; МЛ-72; раствор полиэтиленамина; прозрачные эмульсии
Удалители на водной основе и многокомпонентные смеси	Растворы оксиалкилированных продуктов; хлориды алюминия, магния, кальция с щелочью, эмульсией и органическим растворителем; лигнин с водным раствором щелочи; дисульфид углерода с бензолом, эфиром этиленгликоля, спиртом, соляной кислотой или другими кислотами; смесь алифатических и ароматических углеводородов с эфирами многоатомных и низших спиртов; ПАВ-1, ПАВ-2; растворитель с щелочью и эмульгатором; каустик

По увеличению массы раствора определяют количество образовавшихся на стержне смолопарафинистых отложений. Эффективность Э ингибитора определяется по формуле

$$\mathcal{E} = \frac{G_1 - G_2}{G_1} 100 \%, \quad (7.11)$$

где G_1 , G_2 – количество отложений при контрольном и рабочем опыте соответственно.

Нефть скв. 216 Никольского месторождения НГДУ "Сорочинскнефть" имеет следующую характеристику:

Состав, % (по массе):	
смолы	4,87
асфальтены	1,72
парафин	3,93
Свойства:	
динамическая вязкость, мПа·с	4,87
плотность, кг/м ³	830

Результаты испытания ингибитора СЭВА-28, представляющего собой сополимер этилена с винилацетатом и разработанного ВНИИНП и ВНИИТнефть, следующие:

Концентрация ингибитора, % (по массе) ... 0	0,01	0,05	0,1	0,5
Количество отложений парафина, г 2,64	2,13	1,25	0,59	0,72
Защитный эффект, % 0	19,6	52,6	70,5	45,5

Опыты показали эффективность СЭВА-28, но он удовлетворительно растворим лишь в ароматических углеводородах, в частности в толуоле, поэтому практическое его использование связано с рядом трудностей.

По вязкости нефти. В эксперименте участвовали ингибитор СЭВА-28 и нефть скв. 216 Никольского месторождения. Вязкость определялась на ротационном вискозиметре РЕОТЕСТ-2. Результаты показывают, что при 40 и 60 °С добавки ингибитора не меняют вязкость нефти. Наибольшая эффективность получена при массовой концентрации 0,05–0,1 %. Эти данные согласуются с результатами, полученными по методу "стальных стержней".

По отмыву пленки нефти. Метод состоит в определении процента отмыва пленки нефти пластовой водой со стенки стеклянной пробирки во времени. За 100 % принимается отмыв половины всей поверхности пробирки. Результат считается отличным при отмыве 70–90 % за 30 с, хорошим – за 60 с, удовлетворительным – за 180 с, плохим – более 3 мин.

Испытание проводится в следующей последовательности.

Колбу заполняют 50 мл нефти с добавлением 0,02 % (по массе) ингибитора и перемешивают в течение 3–5 мин. Переливают раствор в пробирку и выдерживают в течение 20 мин. Затем переводят раствор из пробирки в колбу, а пробирку на 0,5 объема заполняют пластовой водой исследуемого месторождения. Оставшийся объем заполняют нефтью из колбы. Пробирку закрывают, а затем переворачивают и включают секундомер, регистрируя смыв пленки нефти во времени.

Результаты эксперимента приведены в табл. 7.7.

Таблица 7.7

Результаты испытаний ингибиторов парафинообразования по отмыву пленки нефти

Наименование месторождения нефти, АСПО, пластовой воды	Индекс ингибитора АСПО	Отмыв пленки нефти по времени, %/с	Действие ингибиторов на отложения АСПО в пластовой воде				Оценка действия ингибитора АСПО
			Совместимость ингибитора с пластовой водой	Дисперсия, мм/%	Отмыв, % рабочей поверхности	Замазывание (полосы), % рабочей поверхности	
Бобровское, скв. 788 НГДУ "Бузулукнефть"	ДМ-650	20/180, н	Эмульсия, х	1-5/100, у	5, о	40, о	х
	ДМ-655	40/180, н	То же	> 7/30	45, н	55, н	н
	ДВ-02	70/60, х	"	1-7/40, у 0,5-1/70	30, у	25, у	у
	ИНПАР	80/60, х	"	1-7/30, у 0,1-0,5/80	10, х	6, х	х
	ДВ-03	70/180, у	"	1-3/20, х 1-7/100, у	15, у	25, у	у
	ДМ-51	70/60, х	"	1-7/100, у	о	о	х
	"Урал 04/88"	90/15, о	"	0,5-1/100, х	о	о	о
	ДМ-513	70/60, х	"	> 7/100, н	20, у	30, у	у
Бобровское, скв. 788 НГДУ "Бузулукнефть"	СД-1	70/60, х	"	1-5/100, у	10, х	о	х
	СД-2	70/180, у	"	1-7/100, у	30, у	25, у	у
Бобровское, скв. 788 НГДУ "Бузулукнефть"	О-1	40/180, н	"	1-7/100, у	20, у	о	у
	В-1	30/180, н	"	0,5-1/80, х	25, у	30, у	у
НГДУ "Южоренбургнефть"	ДВ-03	90/30, о	"	1-7/100, у	о	о	х

Примечание. н – неудовлетворительно; х – хорошо; у – удовлетворительно; о – отлично.

Метод дисперсии и отмыва АСПО. Этот метод состоит в следующем. В 50 мл пластовой воды дозируют 0,5 мл реагента и помещают 2,5 г АСПО. Содержимое колбы нагревают, перемешивая до полного расплавления АСПО. Затем колбы охлаждают струей водопроводной воды и фиксируют диспергирование парафиновых отложений, наливание на стенки колбы и замазывание.

Метод "холодного цилиндра". Оценка эффективности ингибитора этим методом состоит в нагреве определенного количества нефти, а именно 400 мл, и 48 г измельченного парафина в термостатируемой бане до 90 °С с последующим вводом микрошприцем в раствор ингибитора в количествах 0,02; 0,04; 0,08; 0,1 мл.

Температура нефти в начале опыта должна быть ниже температуры растворения парафина в нефти, а температура "холодной" поверхности стакана – ниже температуры начала кристаллизации парафина. После нагрева до 65 °С стакан из бани вынимают и в него опускают цилиндр, который охлаждают в течение 20–30 мин водопроводной водой. Затем в течение 10 мин цилиндр охлаждают на воздухе, чтобы с его поверхности стекла нефть.

Таблица 7.8

Результаты испытаний ингибиторов парафиноотложений на нефти скв. 788 Бобровского месторождения методом "холодного" цилиндра

Номер опыта	Время, ч-мин		Продолжительность опыта, мин	Марка реагента	Дозировка реагента		Эффективность ингибитора АСПО по уменьшению налипания	
	начала опыта	конца опыта			г	% (по массе)	г	%
1	11-05	11-30	25	–	Без реагента		57,136	–
2	13-00	13-25	25	ДМ-650	0,04	0,01	42,014	26
3	14-15	14-40	25	ДМ-650	0,08	0,02	30,962	46
4	9-30	9-55	25	ИНПАР	0,04	0,04	38,134	33
5	10-40	11-05	25	ИНПАР	0,08	0,02	24,761	57
6	12-55	13-20	25	ДМ-512	0,04	0,01	34,698	39
7	14-15	14-40	25	ДМ-512	0,08	0,02	27,740	51
8	9-15	9-40	25	"Урал 04/88"	0,04	0,01	30,116	47
9	10-20	10-45	25	То же	0,08	0,02	17,730	69
10	9-40	10-05	25	СД-1	0,04	0,01	35,250	38
11	10-55	11-20	25	СД-1	0,08	0,02	25,786	55
12	13-25	11-50	25	ДВ-02	0,04	0,01	52,096	9
13	14-35	15-00	25	ДВ-02	0,08	0,02	39,652	31
14	9-15	9-40	25	ДВ-03	0,04	0,01	48,860	15

Таблица 7.9

Показатели	Удалители	
	пипериленовая фракция	тяжелые углеводороды
Плотность, кг/м ³	680	850
Температура начала кипения, °С	40	50–60
Температура конца кипения, °С	99	До 260
Остаток после перегонки, % (по массе)	1,0	15,4

Далее через цилиндр пропускают горячую воду, при этом происходит смыв отложений в подставленный под цилиндр стакан.

Масса отмытых отложений при различных дозах ингибитора и является мерой эффективности его действия.

Характеристика продукта приведена в табл. 7.9.

В табл. 7.8 представлены результаты испытания эффективности различных ингибиторов парафиноотложений на нефти скв. 788 Бобровского месторождения. В опытах в исследуемую нефть добавлялось 12 % (по массе) парафина, температура в начале опыта составляла 65 °С, в конце 26 °С, холодной поверхности 12 °С.

Промысловые испытания реагентов-удалителей АСПО. В качестве удалителей отложений парафина были применены отходы и побочные продукты Самарского завода синтетического каучука, содержащие углеводороды метанового, бензольного и диэтиленового рядов (пипериленовая фракция), а также тяжелые углеводороды.

Эффективность удалителей, определенная методом "стержней", приведена в табл. 7.10.

В эксперименте использовались нефти ряда скважин. Для сравнения были взяты известные растворители – бензин, керосин и бензол.

Установлено, что пипериленовая фракция по эффективности может конкурировать с известными и дорогими растворителями – бензином и керосином.

Промышленные испытания пипериленовой фракции проводились на Бобровском месторождении. Объектом испытания стал выкидной трубопровод скв. 406.

Технологией предусматривалось:

- а) закачка 9 м³ удалителя отложений в выкидной трубопровод при неработающей скважине агрегатом АН-700;
- б) выдержка реагента в течение 90 мин;
- в) запуск скважины в работу.

Поверхность трубы после такой обработки была отмыта практически полностью. Продолжительность работы скважины с дебитом 116 м³/сут между двумя обработками от 30 до 75 сут.

Применение горячего растворителя для удаления АСПО. Опыт применения растворителей показал, что с повышением температуры до 60 °С скорость растворения АСПО увеличивается в 4 раза. Для этой цели был разработан специальный подогреватель, представляющий собой теплообменник "труба в трубе". Теплоноситель от пароперемещаемой установки закачивают в кольцевое пространство теплообменника, а нагреваемый растворитель подается насосным агрегатом в центральную трубу,

Таблица 7.10

Время очищения стержня, мин

Место отбора АСПО	Реагенты						
	бензин А-66	осветительный керосин	бензол	осветленная пипериленовая фракция	тяжелые углеводороды	осветленная пипериленовая фракция плюс тяжелые углеводороды в соотношении	
						1:1	1:2
Скв. 68, пласт О ₂	38	93	21	20	72	28	40
Скв. 78, пласт А ₄	20	120	99	85	120	120	120
Скв. 406, выкидная линия	10	48	10	8	8	9	9
Скв. 406, НКТ	20	37	33	10	31	28	12
Скв. 610, пласт А ₃	27	53	23	47	40	90	15
Скв. 709, пласт А ₄	50	120	59	68	78	18	40

сообщающуюся с арматурой скважины.

При расходе 2 л/с и температуре 60–70 °С растворитель дозируют в скважину.

Технология обработки скважины состоит из следующих операций.

Оборудование и скважины обвязывают по схеме, приведенной на рис. 7.15.

Пар от ППУ подают одновременно с растворителем в подогреватель. Давление пара рекомендуется поддерживать не более 1,5 МПа, а температуру – не менее 200 °С. Растворитель в объеме 6 м³ подают в НКТ в область, расположенную ниже границы интенсивного выделения парафина из нефти, т.е. на глубину 2000–2100 м.

После закачки растворителя в НКТ скважину оставляют на "реагирование" в течение 2 ч, а затем запускают в работу. При ремонтных работах для очистки НКТ и эксплуатационной колонны рекомендуется поднять НКТ на глубину до 1000 м и выполнить циркуляционную промывку горячим растворителем в объеме 16–18 м³.

Основным показателем технико-экономической эффективности описанной технологии является увеличение межочистного периода скважины, а также изменение дебита нефти и газа в течение всего периода работы скважины.

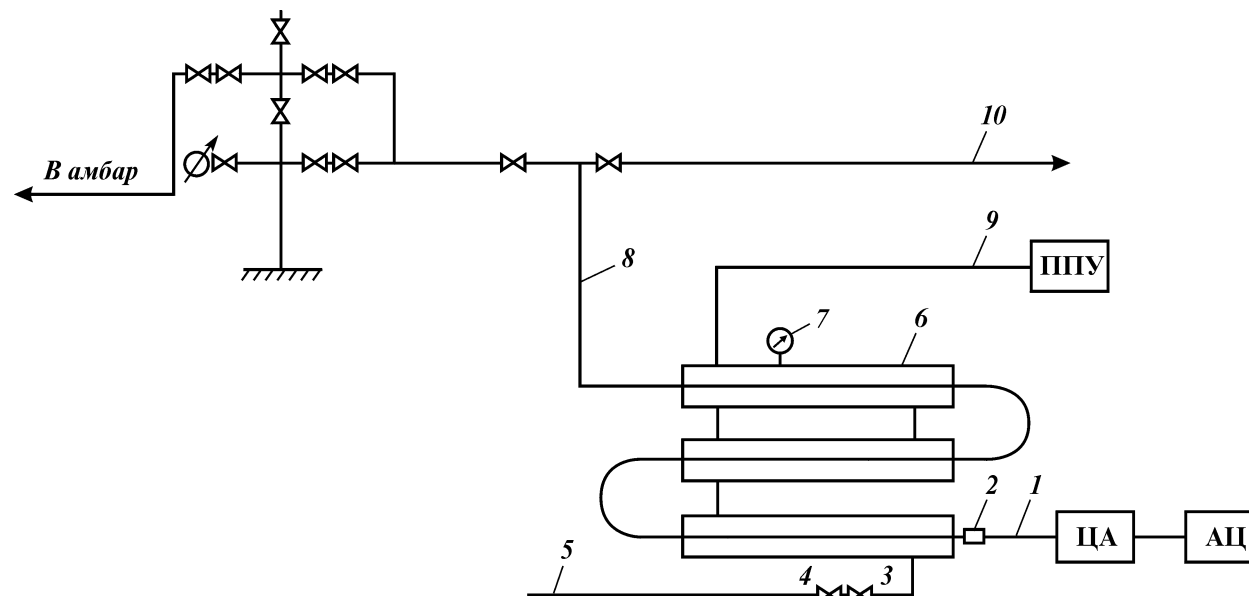


Рис. 7.15. Схема оборудования скважины при обработке горячим растворителем:
 1 – линия подачи растворителя; 2 – термокарман; 3 – регулирующая задвижка; 4 – обратный клапан; 5 – линия выхода отработанного пара; 6 – кольцевое пространство подогревателя; 7 – манометр; 8 – линия выхода горячего растворителя; 9 – паропровод от ППУ; 10 – выкидная линия

Таблица 7.11

Физико-химические свойства растворителей АСПО, применяемых в ОАО "Оренбургнефть"

Наименование растворителя	Содержание основных компонентов, % (по массе)				Вязкость при 20 °С, мПа·с	Температура, °С		Плотность при 20 °С, кг/м ³
	спирты	C ₅ +C ₆ , полимеры	ароматичес- кие углеводород ы	C ₈ и выше, полимеры, бензол, ацетон		начало кипения	конец кипения	
Бутан-бутиленовая фракция	35	До 10	45	До 10	0,7–0,95	58	94	700–750
Бутилен-дивидильная фракция	48	До 10	32	До 10	0,7–0,95	55	90	700–750
Бутил-бензольная фракция	–	5	65	30	1,1–1,2	150	210	850–875
Толуольная фракция	–	30	60	10	0,8–0,9	35	190	720–740
КОН	–	12	48	40	0,85	88	180	850–900
СНПХ-7-р-1	–	5–10	45–50	50–40	0,6	30	85	750–790
СНПХ-Гр-2	–	6	30	64	0,82	52	95	780–800
Д-7002	–	36	29	35	0,9–1,0	60–70	120–140	840–870
Фракция C ₆ –C ₈	–	8,5	71	20,5	1,0–1,1	65–75	130–150	850–890
Керосин	–	До 5	–	95	2–2,5	90	120	840–850
Полимерная фракция	3,23	–	34	–	0,8–0,9	60	310	850
ПЛ-10	–	1	90	3	0,7–0,85	110	195	855–870
Полимеры вторичного бутилового спирта	1,38	49,2	–	41,94	0,8–0,9	60	310	800
"Нефрас Ар 120/200"	–	1,5	50	48,5	0,7–0,85	120	200	865
ЛПСЕ5	–	–	60	30	0,7–0,8	35	230	750–900
Смола нефтяная Е-11	–	–	50	30	0,7–0,8	30	220	750–850

В табл. 7.11 приведены физико-химические свойства растворителей, применяемых на промыслах ОАО "Оренбургнефть".

Опыт применения зарубежного ингибитора ХТ-48 на месторождениях ОАО "Оренбургнефть". Реагент ХТ-48 представляет собой соединение азотистых ПАВ и смачивающих реагентов и является нефтерастворимым и диспергируемым в воде веществом. При добавлении в систему, содержащую отложения парафина, ХТ-48 проникает в кристаллическую липкую массу парафина, разрушая ее на отдельные частички. Последние обволакиваются неадгезионной пленкой, удерживающей частицы в виде суспензии в нефти.

Хотя реагент ХТ-48 не является растворителем парафина, специальные химические добавки, используемые при его изготовлении, способствуют его проникновению в твердую массу парафина, который он диспергирует.

Внедрение ХТ-48 на ряде месторождений с газовым фактором до $30 \text{ м}^3/\text{т}$ оказалось успешным.

Однако при использовании ХТ-48 в скважинах с большим газовым фактором получить увеличение межочистного периода не удалось. Причина этого состоит в вытеснении газом жидкостной прослойки между стенкой трубы и отложениями и упрочнении жесткой связи частиц, представляющих твердую фазу в отложениях.

Применение ингибитора ХТ-48 на промыслах НГДУ "Бузулукнефть" и "Бугурусланнефть" осуществлялось несколькими способами:

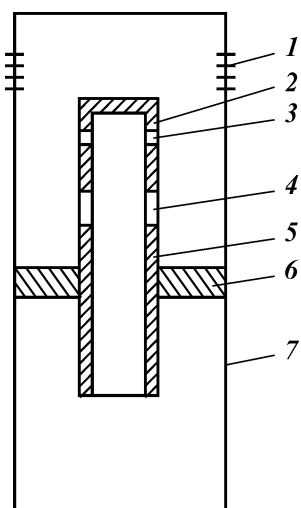
- непрерывная дозированная подача реагента через затрубное пространство с помощью дозирующих насосов;

- периодическая обработка насосно-компрессорных труб и выкидных линий;

- применение для обработки выкидных линий горячего раствора ХТ-48 в нефти с нагревом в подогревателях.

Способы подачи ингибитора в скважину и оценка их эффективности. Как отмечалось ранее, в ОАО "Оренбургнефть" получили применение несколько способов подачи ингибиторов в нефтяные скважины – периодический и подача в затрубное пространство устьевыми дозаторами.

Периодический способ предполагает разовую "задавку" в пласт определенного объема раствора насосным агрегатом через затрубное пространство скважины или НКТ без подъема оборудования. Такой способ прост, технологичен, однако, как отмечают исследователи, весьма дорог, так как непродолжителен по сроку действия. По данным работы [147], в первое время



после задавки выносятся вместе с добываемой жидкостью основное количество ингибитора.

Рис. 7.16. Дозатор гравитационного типа:

1 – фильтр; 2 – заглушка; 3 – отверстие диаметром 1,5 мм; 4 – отверстие диаметром 3 мм; 5 – штанг; 6 – державка; 7 – контейнер

Подача раствора в затрубное пространство устьевыми дозаторами требует монтажа дозирующих насосов, что не представляет технических трудностей. Но, как отмечают авторы работы [182] на основе проведенных исследований, затрубное дозирование требует также повышенного расхода реагента вследствие потери его активности при прохождении значительного столба газожидкостной

смеси от устья до башмака НКТ.

Наиболее целесообразной является скважинная подача ингибитора. При фонтанном способе добычи для этой цели могут использоваться несколько конструкций дозаторов, получивших применение в Башкортостане и Татарстане.

Дозатор гравитационного действия состоит из контейнера, собираемого из нескольких насосно-компрессорных труб, заполняемых ингибитором, и дозирующего устройства. Последнее представляет собой штанг с двумя отверстиями разного диаметра. Дозатор монтируется в конце колонны НКТ (рис. 7.16). Предполагается, что через отверстие большего диаметра пластовая жидкость поступает в контейнер и вследствие большей, чем у ингибитора плотности, осаждается на дно. При этом ингибитор поднимается вверх и вытесняется из контейнера через отверстие меньшего диаметра.

Объем реагента, а следовательно, и количество НКТ, образующих контейнер, выбирается исходя из планируемой дозы реагента и межремонтного периода работы фонтанной скважины.

Несмотря на простоту, указанный дозатор обладает весьма существенным недостатком: вытеснение реагента из контейнера происходит независимо от работы скважины. Это делает его неэкономичным. Последнее проявляется наиболее остро в периодически работающих скважинах.

Механические методы

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся АСПО на насосно-компрессорных трубах. Для этой цели разработана целая гамма скребков различной конструкции.

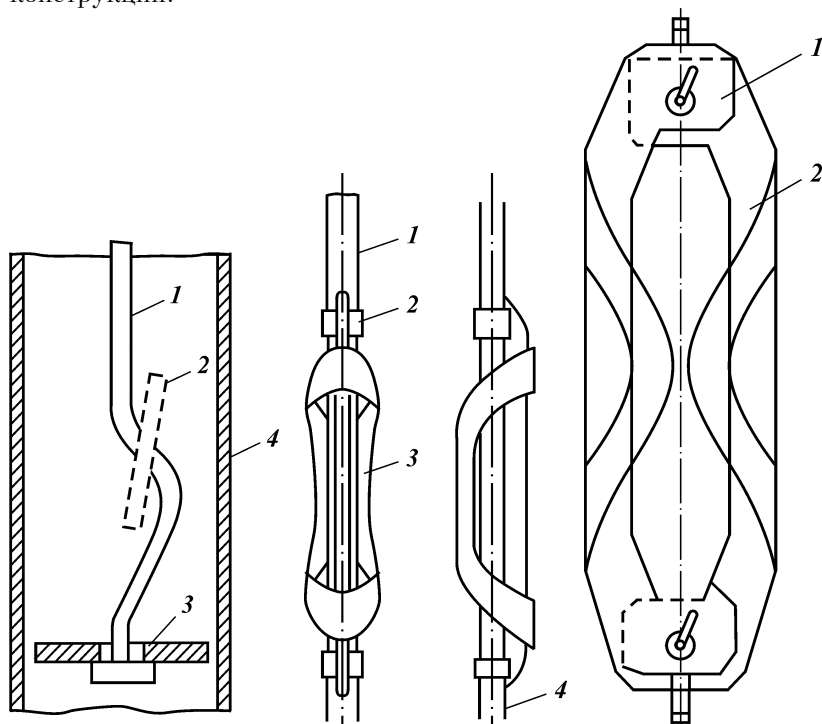


Рис. 7.17. Штанговый скребок для периодической очистки НКТ от парафина:

1 – штанга; 2 – диск в положении спуска; 3 – диск в положении подъема; 4 – очищаемые трубы

Рис. 7.18. Скребок:
1 – стержень; 2 – хомут; 3 – нож; 4 – утяжелитель

Рис. 7.19. Скребок с ножами переменного сечения:

1 – пластина; 2 – скребок

Одним из первых наших применений было скребковое устройство, состоящее из изогнутой штанги и скользящего по ней ножа-диска (рис. 7.17). Устройство опускалось в скважину на штангах или канате. В начале спуска нож поднимался до изогнутой части штанги и занимал в ней вертикальное

положение. Это обеспечивало свободный пропуск его в скважину. При подъеме диск опускался вниз и занимал горизонтальное положение, очищая со стенок НКТ АСПО. Скребок опускался на штангах или тартальном канате. Существенным недостатком такого метода очистки является его периодичность. Последнее не позволяет контролировать процесс и приводит к образованию пробок при очистке, заканчивающейся подъемом НКТ.

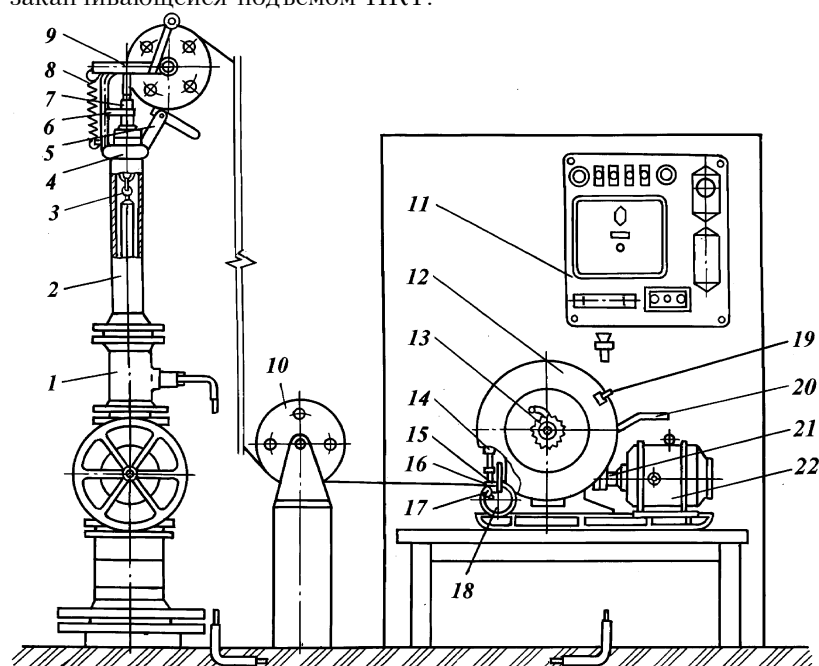


Рис. 7.20. Принципиальная схема депарафинизационной установки АДУ-3:
1 – индукционный датчик ДИ-3; 2 – лубрикатор; 3 – скребок; 4 – хомут; 5 – кронштейн; 6 – грундбукса; 7 – уплотнитель; 8 – пружина; 9 – рычаг ролика; 10 – оттяжной ролик; 11 – блок управления; 12 – барабан лебедки; 13 – храповик; 14 – укладчик; 15 – кольца; 16 – пружина; 17 – головка; 18 – червяк; 19 – узел счетчика; 20 – рукоятка тормоза; 21 – муфта; 22 – электродвигатель

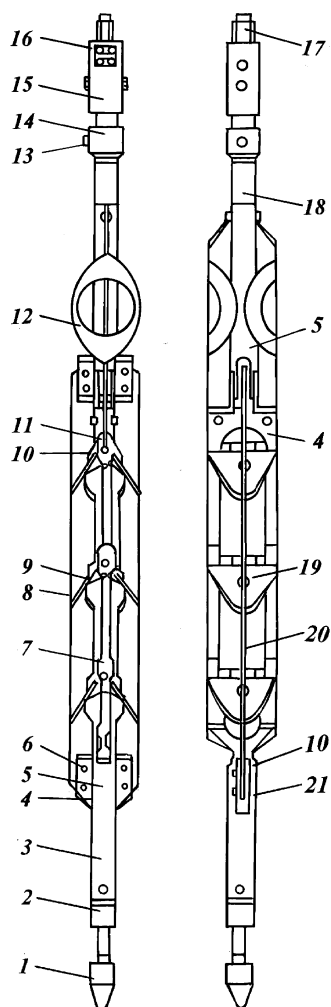
Скребки с боковой режущей частью (рис. 7.18) первоначально оснащались боковыми ножами постоянного сечения и по идее изобретателей должны были срезать парафин при движении скребка вниз и вверх. Скребки часто застревали, проволока, на которой они опускались, обрывалась, что создавало массу осложнений и заканчивалось подъемом труб. В

Рис. 7.21. Автоматический скребок б. УфНИИ:

1 – головка; 2 – возвратная пружина; 3, 18 – соответственно нижний и верхний штоки; 4 – державки; 5 – стержни; 6 – винт; 7 – клапанная рама; 8 – фиксаторная планка; 9 – клапаны; 10 – оси; 11 – крылья; 12 – ножи; 13 – винт; 14 – корпус замка; 15 – шарик; 16 – пружина замка; 17 – ловильная головка; 19 – пружина; 20 – планки; 21 – шарниры

конструкции скребков с ножами переменного сечения (рис. 7.19) ножи были выполнены раздвижными: при спуске они складывались, уменьшая поперечный габарит, при подъеме раздвигались. Спуск скребков осуществлялся ручными лебедками, что являлось длительной и трудоемкой операцией. В последние годы усилия инженеров и конструкторов были направлены на механизацию и автоматизацию этого процесса. Для этого ОФ "ВНИИКАнефтегаз" (Башкортостан) разработал комплекс устройств, включающих датчики контроля за перемещением скребка, временем его спуска, а также автоматическую лебедку. Комплекс получил название автоматизированной депарафинизационной установки и длительное время эксплуатировался (и сейчас эксплуатируется) на промыслах страны (рис. 7.20).

Одновременно продолжались работы по созданию скребков, принцип действия которых был основан на использовании энергии фонтанной струи. БашНИПИнефть разработал конструкцию автоматического "летающего" скребка (рис. 7.21). Скребок оснащался ножами-крыльями, которые складывались при движении вниз и раскрывались при движении вверх. Этим и обеспечивалась подъемная сила скребка. Переключение скребка на спуск и подъем обеспечивалось концевыми верхним и нижним



переключателями, установленными соответственно в устьевой арматуре и колонне НКТ. Для нормальной работы "летающего" скребка требовалась тщательная подготовка внутренней поверхности НКТ, устранение выступов, заусенцев, овальности труб, что приводило к заклиниванию. Это накладывало ограничение на широкое применение "летающих" скребков.

Применение гладких защитных покрытий

Исследованиями ученых БашНИПИнефти и ТатНИПИнефти установлено, что шероховатость поверхности труб обсадных и подъемных колонн является одним из факторов, способствующих образованию отложений АСПО.

По данным работы [43], отложения парафина возрастают с увеличением шероховатости поверхности. Установлено, что чем выше шероховатость поверхности, тем интенсивнее парафинообразование.

Дальнейшие исследования показали, что на гладкой поверхности, образованной из лаков, стекла, эмали, отложения незначительны.

В результате промысловых экспериментов была установлена эффективность применения НКТ с покрытиями из различных материалов в скважинах Туймазинского месторождения. Также были получены данные о механической и эксплуатационной надежности насосно-компрессорных труб с покрытием разных видов (табл. 7.12).

Известно, что при эксплуатации в промысловых условиях НКТ подвергаются при перевозках, спускоподъемных операциях и в скважинах значительным ударным, растягивающим, сжимающим, изгибающим и другим нагрузкам. Испытания показали, что этим условиям наиболее соответствуют трубы с эпоксидными и эмалевыми покрытиями.

Стеклоанное покрытие ввиду его хрупкости, значительной толщины и отсутствия сцепления с металлом трубы не надежно и разрушается в процессе спускоподъемных операций. Последнее ведет к образованию стеклянных пробок в колонне НКТ и заклиниванию насосов. Кроме того, технология образования стеклянных и эмалевых покрытий предполагает нагрев труб до 700–800 °С, что вызывает необратимые процессы в структуре металла и расплавление вершин резьб. Последнее приводит к уменьшению прочности резьбового соединения труб и провоцирует обрывы.

На промыслах ОАО "Оренбургнефть" были опробованы насосно-компрессорные трубы с покрытиями из бакелитового лака, бакелитоэпоксидной композиции, эпоксидного лака и стеклоэмали.

В НГДУ "Бузулукнефть" в 210 скважин были опущены трубы с эпоксидным покрытием, в четыре скважины – трубы, футерованные стеклоэмалью. Опыт их эксплуатации показал, что лучшими свойствами для применения в промысловых условиях обладают трубы с эпоксидным и стеклоэмалевым покрытиями.

Применение футерованных лифтов в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН, особенно эффективно, так как спуск скребка в скважину с большим дебитом затруднителен, а зачастую невозможен. Для спуска скребка насос необходимо остановить, но и это не исключает подбросов, запутывания проволоки и других осложнений, в ряде случаев заканчивающихся подземным ремонтом.

Таблица 7.12

Результаты испытания труб с различными покрытиями

Показатель	Покрытие	Характер разрушения при действии силы
Растяжение ¹ , кН: 160/100 172/163 325/200	Стекло Эмаль Эпоксидный компаунд	Трещина по окружности на концах образца То же Разрушение происходит только вместе с телом образца между 8–11 нитками резьбы
Сжатие ¹ , кН: 280/242* 288/191 550/540	Стекло Эмаль Эпоксидный компаунд	Трещины по окружности в средней части Выкрашивание на концах образца Разрушение вместе с телом образца
Изгиб (стрела прогиба) ¹ , мм: 4,1/3,9* 4,0/2,5 50,0/50,0	Стекло Эмаль Эпоксидный компаунд	Трещины по окружности Выкрашивание в зоне сжатия Разрушение не происходит
Удар (работа свободного падения), Дж: 37,5 50,0 170,0	Стекло Эмаль Эпоксидный компаунд	Лучевые трещины, сходящиеся в центре удара; выкрашивание стекла Выкрашивание в центре удара Разрушение не происходит; незначительное отслаивание и легкое побеление слоя покрытия
Твердость (по шкале Мооса): 5 6	Стекло Эмаль	Значительная царапина Легкая царапина

Продолжение таблицы 7.12		
3	Эпоксидный компаунд	Глубокая царапина
Термостойкость, °С:	Стекло	Трещины по окружности при охлаждении водой
300	Эмаль	Разрушение не происходит
400	Эпоксидный компаунд	Разложение и размягчение покрытия
200		
Примечания: 1. В числителе даны максимальные значения показателя, в знаменателе – минимальные. 2. Толщина слоя при однослойном покрытии для стекла составляет 1,2–1,8 мм, для эмали – 0,1–0,3 мм, для эпоксидного компаунда – 0,3–0,5 мм.		

Многократные отключения для спуска скребка и последующие включения пагубно отражаются на работе погружного электродвигателя. Опыт показывает, что применение футерованных лифтов приводит к увеличению межремонтного периода работы скважин на 30–40 %. Спускоподъемные операции с футерованными трубами не отличаются от аналогичных операций с обычными трубами. Необходимо только снизить скорость спуска и подъема труб до 0,25 м/с.

Следует иметь в виду, что в стыковых соединениях труб, не защищенных специальными футерованными кольцами, откладывается парафин. Поэтому установка колец в таких лифтах обязательна.

Остеклованные насосно-компрессорные трубы не нашли широкого применения на промыслах ОАО "Оренбургнефть" из-за частого разрушения покрытия вследствие отсутствия достаточной адгезии стекла с металлом, а также из-за большой чувствительности к ударам и изгибам.

Нагрев трубы при нанесении покрытия ведет к ее деформации. В процессе приложения нагрузки при спуске трубы в скважину она выпрямляется, вызывая сколы стекла и разрушение покрытия. Эти недостатки отсутствуют у трубы с эпоксидным покрытием. Кроме того, такое покрытие наносится при нагреве трубы до температуры 100–150 °С, поэтому нарушения в структуре металла трубы и деформации не происходят. Этим объясняется внедрение труб с эпоксидным покрытием на промыслах Оренбуржья.

Однако недостаточная термо- и морозостойкость эпоксидных смол является сдерживающим фактором их широкого применения.

С этих позиций лучшими могут считаться НКТ, футерованные стеклоэмалью. Прочность и адгезия эмали высоки. Сколы в процессе спускоподъемных операций и транспортировки не наблюдаются.

Большое сопротивление истиранию, низкая тепло- и электропроводность открывают большие перспективы внедрения труб с эмалевым покрытием.

7.4. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСПО ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ШСНУ

Парафинообразование в скважинах, оборудованных штанговыми насосами, имеет некоторые особенности. Они заключаются в следующем:

- в области приема ШГН происходит снижение давления и начинается интенсивное газоотделение, которое сопровождается выпадением парафина;

- парафин откладывается на фильтре насоса, уменьшая его полезное сечение, а значит ухудшая поступление жидкости в насос и снижая его подачу;

- парафин прилипает к седлам и клапанам, ухудшая герметичность этой пары, что приводит к утечкам части жидкости из цилиндра;

- парафин откладывается в зазоре между цилиндром и плунжером, приводя к заклиниванию последнего;

- парафин осаждается на штангах, увеличивая их массу и значение сил гидравлического сопротивления при их перемещении;

- парафин откладывается на НКТ, уменьшая свободное сечение для движения добываемой жидкости и увеличивая нагрузку на головку балансира и штанги; последнее приводит к увеличению обрывности штанг.

По данным работы [82], масса колонны штанг с отложившимся на ней парафином увеличивается в среднем на 600 кг, а количество отказов насоса, связанных с заклиниванием плунжера в цилиндре из-за парафина, достигает 72 % общего числа отказов насоса.

Таким образом, борьба с парафиноотложением в скважинах с ШГН требует новых технологических и технических решений, хотя основные направления остаются такими же, как и в фонтанных скважинах.

Термические методы

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых ШГН, в настоящее время преобладают:

промывка скважин горячей нефтью; пропарка оборудования острым паром; использование электрических нагревателей.

Технология промывки горячей нефтью не отличается от описанной для фонтанной скважины. Разновидностью является использование промывки одновременно с работой штангового насоса. Это повышает эффективность отмыва отложений за счет интенсификации воздействия прокачиваемой жидкости на элементы оборудования и лучшего выноса АСПО из скважины.

С целью лучшей очистки труб и оборудования в теплоноситель добавляют химические реагенты.

Пропарка острым паром преимущественно используется для очистки приустьевой зоны скважины, а также арматуры и манифольдов.

Проведение этой операции имеет свои особенности. Во-первых, возможно образование парафиновых пробок вследствие накопления отделившегося парафина, устранение которых потребует дополнительной работы. Поэтому следует предусмотреть циркуляцию жидкости для выноса отложений. Во-вторых, пропарка поднятого из скважины оборудования – труб, штанг, насосов и т.д. – должна проводиться в закрытых кассетах. Это позволяет экономить тепло и утилизировать отложения. Последнее весьма важно с точки зрения охраны окружающей среды.

Электродепарафинизация в скважинах с УШГН в настоящее время приобрела несколько технических решений.

1. Использование серийной установки типа УЭС-1500, требующей подъема оборудования из скважины, спуска электронагревателя и его подъема с последующим спуском насосного оборудования. Это нерационально, так как вызывает длительный простой скважины.

2. Применение малогабаритного электронагревателя, спускаемого в затрубное пространство с помощью установки типа УЭС-1500. Диаметр нагревателя 29 мм, мощность 9,45 кВт, температура нагрева 125 °С, давление среды 15 МПа. Технология спуска не отличается от принятой для спуска глубинного манометра.

3. Применение над- и поднасосных нагревателей индукционного типа, монтируемых на приеме насоса или над ним и работающих одновременно с насосом.

Особенностью технологии является использование силового кабеля от погружных центробежных насосов для подачи напряжения к индукционному нагревателю. Спуск кабеля производится по технологии, принятой для УЭЦН.

Химические методы

Объем применения химических методов в настоящее время значителен по причине простоты их осуществления и технологической эффективности. Что касается экономической эффективности, то этот вопрос должен решаться индивидуально для каждого применяемого химреагента и выбранной технологии его подачи в скважину.

Рассмотрим применяемые технологии подачи ингибиторов в скважины, эксплуатируемые УШГН.

Периодическая заправка ингибитора в пласт не отличается по технологии от применяемой для фонтанных скважин. Наиболее рациональной по времени является заправка через затрубное пространство, так как подача через НКТ потребует подъема оборудования. Отрицательные качества этой технологии приведены ранее.

Дозированная подача в затрубное пространство может осуществляться как автономными дозировочными насосами, так и насосами с приводом от станка-качалки.

Так, для затрубной подачи реагента в ОАО "Оренбургнефть" были приобретены дозировочные насосы австрийского производства с приводом от балансира станка-качалки.

Инженерами объединения была разработана схема монтажа насоса-дозатора (рис. 7.22), которая включает тягу 3 и кривошип 10, связанные с балансиrom СК и сообщающие поршню насоса возвратно-поступательное движение. Реагент из емкости 2 через линию 9 подается в затрубное пространство 8 скважины.

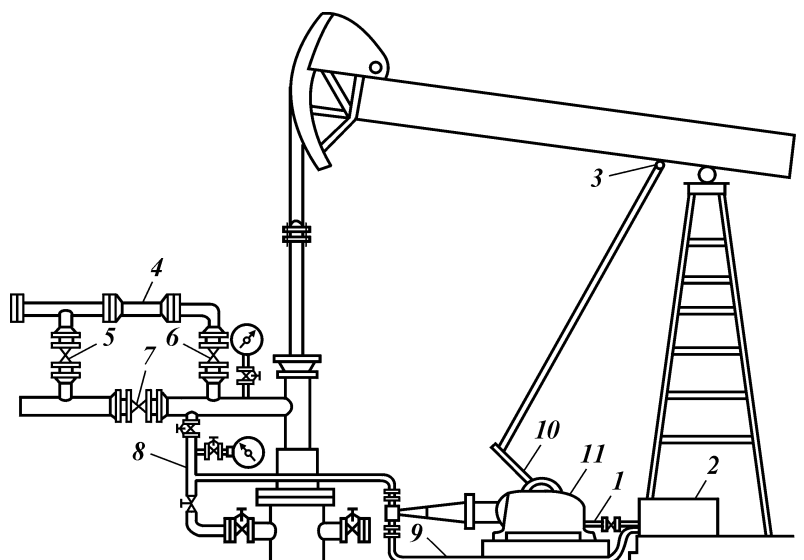


Рис. 7.22. Устьевой дозатор с приводом от СК:

1 – приемный трубопровод; 2 – емкость с ингибитором; 3 – крепление тяги к балансиру СК; 4 – катушка; 5, 6, 7 – задвижки; 8 – линия перепуска жидкости в затрубное пространство; 9 – нагнетательная линия; 10 – кривошип; 11 – насосдозатор

Максимальная производительность насоса составляет 0,4 л/ч (9,6 л/сут). При подаче концентрированного ингибитора схема позволяет уменьшить дозу за счет перепуска некоторого объема обратно в емкость 2.

Существенным недостатком ингибитора ХТ-48 является значительное повышение его вязкости при понижении температуры в зимнее время. Поэтому в зимнее время готовят 2,5%-ный раствор ХТ-48 с пресной водой, нагретой до 60–70 °С, и насосным агрегатом закачивают его в затрубное пространство при работающем глубинном насосе, создавая циркуляцию.

По результатам промысловых испытаний показана достаточная надежность и эффективность подачи ингибитора парафиноотложения в скважину, оборудованную ШСНУ.

Авторы работы [82] приводят описание дозатора с приводом от станка-качалки, разработанного в УГНТУ. Он включает в себя следующие узлы и детали (рис. 7.23): опору 8, всасывающий клапан 16, нагнетательный клапан 17, цилиндр 12, плунжер 13, пружину 14, шток 11.

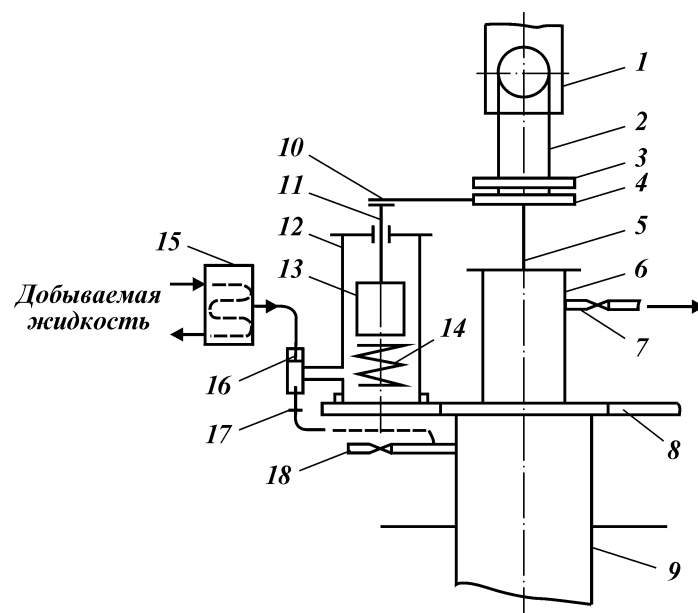


Рис. 7.23. Схема устьевого дозатора:

1 – головка балансира; 2 – канатная подвеска; 3, 4 – соответственно верхняя и нижняя траверсы; 5 – полированный шток; 6 – самовар; 7 – рабочий манифольд; 8 – опора; 9 – эксплуатационная колонна; 10 – рычаг; 11 – штанга; 12 – цилиндр насоса; 13 – плунжер насоса; 14 – пружина; 15 – емкость для реагента; 16 – всасывающий клапан; 17 – нагнетательный клапан; 18 – затрубный патрубок

Цилиндр дозатора 12 устанавливается на опоре 8 на резьбе с возможностью перемещения по оси (вверх вниз), фиксация корпуса на необходимой высоте обеспечивается регулировочной гайкой. В цилиндр устанавливаются всасывающий 16 и нагнетательный 17 клапаны, соединяющиеся соответственно с емкостью с реагентом 15 и затрубным пространством 18 скважины гибкими прорезиненными шлангами.

Всасывание и нагнетание реагента осуществляются плунжером 13, получающим возвратно-поступательное движение от рычага 10 траверсы канатной подвески, воздействующего на шток 11, подпружиненного плунжера. Плунжер перемещается в цилиндре 12. Плунжер и цилиндр являются готовым изделием, заимствованным из системы подачи топлива автомобиля "КамАЗ", и представляют собой притертую пару.

Дозатор после сборки монтируется на колонном фланце скважины. Для этой цели к опоре 8 предварительно приваривается дугообразная пластина с отверстиями под шпильки колонного фланца.

Положение дозатора на колонном фланце выбирается в соответствии с размещением станка-качалки и сальника-самовара.

Емкость с реагентом также размещается произвольно в зависимости от наличия свободного места на устье скважины.

После установки дозатора и емкости производится их обвязка по месту.

Перед пуском в работу следует определиться с дозировкой химреагента.

Производительность дозатора q определяется по формуле

$$q = \frac{\pi d^2}{4} S n, \quad (7.12)$$

где d – диаметр поршня, см; S – длина хода поршня, см; n – число ходов поршня в минуту, мин^{-1} .

Параметр n равен числу ходов станка-качалки. Параметр S устанавливается при монтаже перемещением цилиндра 12 в опоре 8.

Дозатор работает следующим образом.

На канатной подвеске монтируется рычаг, который при ходе вниз головки балансира станка-качалки воздействует на подпружиненный шток и связанный с ним плунжер 13. Длина хода вниз определяется высотой установки цилиндра в опоре 8. Ход вверх осуществляется самопроизвольно под действием пружины 14.

Реагент подается следующим образом. Заполнение дозатора реагентом производится при перемещении плунжера вверх через всасывающий клапан 16 и присоединенную к нему емкость с реагентом. Нагнетание реагента в затрубное пространство происходит при ходе головки балансира вниз с рычагом, воздействующим на шток дозатора. Реагент выбрасывается через нагнетательный клапан 17.

Задачей технолога является выбор дозировки реагента в зависимости от физико-химических свойств жидкости. Зная значение дозировки, которое представляет производительность насоса q , требуемую длину хода плунжера дозатора S можно определить по формуле

$$S = \frac{q}{\pi d^2 n}. \quad (7.13)$$

При этом число ходов станка-качалки n заранее устанавливается.

Выше было указано, что длина хода регулируется перемещением цилиндра в опоре 8.

При использовании химреагентов, вязкость которых повышается при снижении температуры, предусматривается в емкости для реагентов монтировать змеевик, сообщающийся с рабочим манифольдом скважины. Это позволит поддерживать в емкости температуру добываемой жидкости.

Исследования, проведенные Л.С. Капланом с целью оценки технологической эффективности различных способов подачи реагентов в скважину, позволяют считать метод затрубного дозирования малоэффективным.

Указывается, что при подаче в затрубное пространство химреагент проходит столб газожидкостной смеси, достигающий сотни, а иногда и тысячи метров, и снижает свою активность. С целью достижения эффекта приходится увеличивать дозу реагента, что при его высокой стоимости отражается на себестоимости добычи нефти.

Дозатор на канатной подвеске – одно из изобретений последних лет, основанное на эффекте "зависания" штанг при откачке вязких эмульсий. Именно в этот момент начинается подача химреагента дозировочным насосом, монтируемым на канатной подвеске и состоящим из цилиндра, поршня, всасывающего и нагнетательного клапанов (рис. 7.24). Поршень насоса связан с колонной штанг, цилиндр – с канатной подвеской. При "зависании" штанг происходит отставание движения поршня в цилиндре, за счет чего и происходит выталкивание химреагента из цилиндра в нагнетательный трубопровод и затрубное пространство скважины.

При ходе головки балансира вверх связанный с траверсой канатной подвески цилиндр перемещается вверх, создавая разрежение. За счет этого химреагент из емкости поступает в цилиндр.

Применение дозаторов подобного типа может оказаться целесообразным на скважинах, откачивающих очень вязкую эмульсию, а также при использовании дорогостоящего химреагента.

Исследования показали, что наиболее эффективным является способ подачи химреагента непосредственно на прием насоса.

Для этой цели созданы скважинные дозаторы различной конструкции и принципа действия.

В НПО "Нефтепромхим" разработан скважинный дозатор ДГ-02/25, работа которого осуществляется за счет деформации насосно-компрессорных труб при действии штангового насоса.

Для этой цели дозатор (рис. 7.25) снабжен фонарем 1, опирающимся на обсадную колонну и связанным с перемещающейся втулкой 2, имеющей выступы. Последние при деформации НКТ воздействуют на водило 3, которое сообщает плунжеру 16 возвратно-поступательное движение. При этом осуществляется всасывание и нагнетание химреагента из контейнера 14 в область приема ШГН.

Недостатком данной конструкции является применение фонарей, которые в скважинах могут оказаться прихваченными отложениями парафина, солей, мехпримесей, что приведет к осложнениям при извлечении насоса.

Проведенный анализ показал, что многие из дозаторов известных типов не отвечают главным условиям их применения в скважинах – простоте, надежности и экономичности.

Так, основным недостатком дозаторов, работающих за счет деформации насосно-компрессорных труб, являются сложность

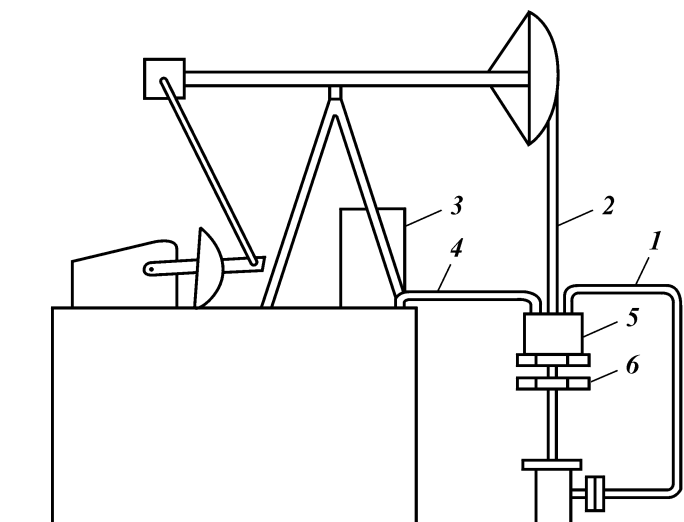


Рис. 7.24. Установка для подачи жидких реагентов в скважину:

1 – нагнетательный трубопровод; 2 – канатная подвеска; 3 – емкость; 4 – всасывающий трубопровод; 5 – дозировочный насос; 6 – траверса канатной подвески

конструкции, необходимость посадки корпуса дозатора с помощью якоря, что само по себе является трудоемкой операцией. При этом не исключаются повреждение обсадной колонны и заклинивание дозатора вместе с насосом.

Дозаторы гидростатического типа дозируют реагент независимо от работы насоса, т.е. непрерывно, что делает неэкономичным их применение, особенно в периодически работающих скважинах.

Дозаторы так называемого эжекторного типа труднорегулируемы.

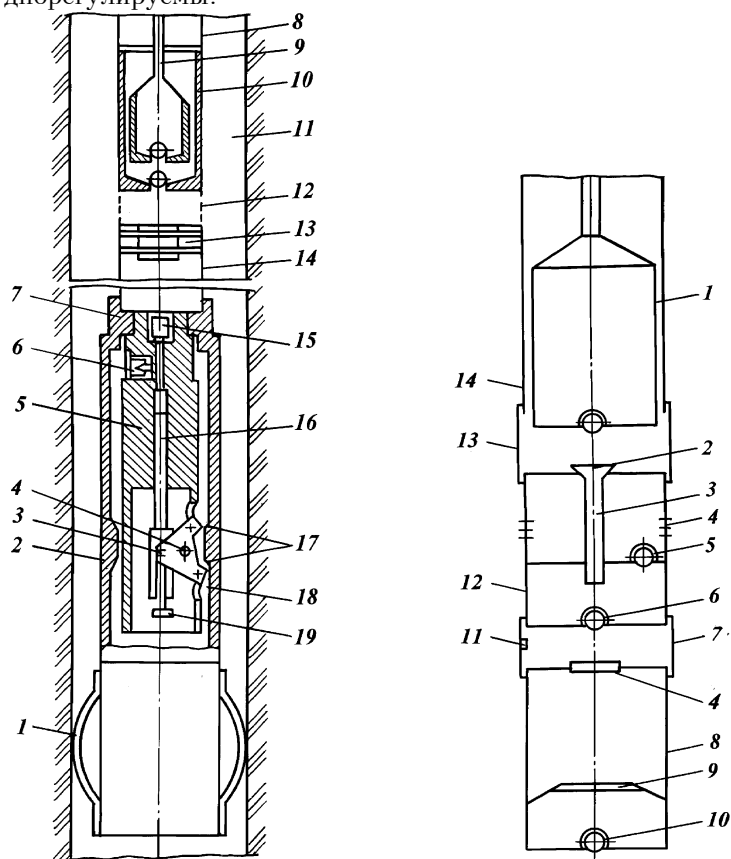


Рис. 7.25. Глубинный дозатор ДГ-02/25:

1 – фонарь; 2 – втулка; 3 – водило; 4 – ось; 5 – цилиндр; 6 – нагнетательный клапан; 7 – корпус; 8 – НКТ; 9 – штанги; 10 – насос; 11 – обсадная колонна; 12 – фильтр; 13 – разделительный поршень; 14 – контейнер; 15 – всасывающий клапан; 16 – плунжер дозатора; 17 – выступы; 18 – ролик; 19 – регулировочный винт

Рис. 7.26. Установка для добычи и внутрискважинной обработки нефти:

1 – насос; 2 – тарельчатый клапан; 3 – плунжер; 4 – фильтр; 5 – нагнетательный клапан; 6 – всасывающий клапан; 7 – корпус; 8 – контейнер; 9 – разделительный поршень; 10 – обратный клапан; 11 – заливная пробка; 12 – накопительная камера; 13 – переводник; 14 – цилиндр

На нефтяных месторождениях Башкортостана и Татарстана в последние годы внедряются скважинные дозаторы новой конструкции, совмещенные со штанговым насосом вставного и невставного типов. Схема дозатора для невставного насоса приведена на рис. 7.26.

Дозатор состоит из дозирующего узла и контейнера. Дозирующий узел включает в себя плунжер 3, клапаны – всасывающий 6 и нагнетательный 5, накопительную камеру 12 и фильтр 4.

Контейнер 8 представляет собой колонну насосно-компрессорных труб, количество которых определяется расчетным объемом химреагента. Последняя снизу труба снабжается заглушкой с обратным клапаном 10, а выше нее устанавливается разделительный поршень.

Дозатор выполняется в виде автономного модуля и присоединяется к цилиндру трубного штангового насоса.

Конструктивной особенностью описываемого дозатора, отличающей его от известных, является совмещение всасывающего клапана насоса с дозирующим узлом дозатора. Это обеспечивает его синхронную работу с насосом и дозировку реагента только при работе последнего.

Для этой цели была изменена конструкция всасывающего клапана насоса: вместо шара была применена тарелка со штоком, который выполняет функцию плунжера дозирующего узла.

Монтаж дозатора производится следующим образом. В мастерских демонтируется серийный шариковый клапан насоса и к его цилиндру присоединяется модуль дозирующего узла. После сборки насос опрессовывается совместно с дозирующим узлом и вывозится на скважину.

На устье скважины монтаж начинается со спуска контейнера, причем в первую трубу снизу вставляется разделительный

поршень 9 и труба закрывается заглушкой с обратным клапаном 10.

Затем обычным способом опускают расчетное количество труб, последняя из которых присоединяется к дозирующему узлу, соединенному с цилиндром насоса. Перед этим из цилиндра извлекают плунжер.

После спуска контейнера и цилиндра насоса с дозирующим узлом по известной технологии опускают плунжер на штангах и насос запускают в работу.

Дозатор работает так. В период всасывания тарельчатый клапан 2 поднимается и жидкость через фильтр 4 поступает в цилиндр насоса. При этом перемещается жестко связанный с тарелкой шток-плунжер 3, создавая разрежение в накопительной камере 12, под действием которого открывается всасывающий клапан 6 дозирующего узла, впуская в накопительную камеру порцию реагента.

В период нагнетания (ход плунжера насоса вниз) клапан 2 закрывается, шток-плунжер 3 опускается, вытесняя заполнивший камеру 12 реагент через нагнетательный клапан 5 на прием насоса.

Длина хода тарельчатого клапана регулируется набором шайб, устанавливаемых под его седлом.

Последнее влияет на производительность дозирующего узла, которая регламентируется местными условиями.

В процессе эксплуатации скважинная жидкость поступает в контейнер через обратный клапан и, воздействуя на разделительный поршень 9, оттесняет химреагент к всасывающему клапану 6. Этим обеспечивается постоянная и равномерная дозировка химреагента.

Использование дозирующего узла только в период работы насоса делает дозатор весьма экономичным и увеличивает межремонтный период его эксплуатации.

Результаты внедрения дозатора показали: в скв. 747 он работал без подъема 655 сут, в скв. 1815 – 530 сут. Причем в скв. 747 до спуска дозатора были проведены три ремонта, а после спуска – ни одного, по скв. 1815 до спуска дозатора – один ремонт, после спуска – ни одного.

Увеличились и коэффициенты подачи насосов: по скв. 747 от 0,48 до 0,76, по скв. 1815 – от 0,13 до 0,72.

Подобная конструкция скважинного дозатора создана и для вставного штангового насоса [83].

Механические методы

Эти методы в скважинах, эксплуатируемых ШСНУ, получили воплощение в виде скребков различной конструкции, укрепляемых на колонне штанг.

Вначале это были фигурные скребки, изготавливаемые из насосно-компрессорных труб или листовой стали длиной 240–250 мм. Скребки укреплялись на штангах хомутами с интервалом между центрами их расположения, равным длине хода.

Скребки оказались ненадежными в эксплуатации: сминались при транспортировке, перемещались по колонне штанг, значительно утяжеляли колонну.

Положение улучшилось после разработки новой технологии, предусматривающей применение пластинчатых скребков со штанговращателями (рис. 7.27).

Пластинчатые скребки представляли собой пластину со скошенными концами, выполняемую из листовой стали толщиной 2,5–3,0 мм и длиной 450–500 мм, укрепляемую на штангах хомутами. Все скребки на штангах крепились в одной плоскости. Количество скребков n рассчитывалось по формуле

$$n = \frac{h_i + 50}{S + l_i}, \quad (7.14)$$

где h_n – глубина начала отложения парафина, м; S – длина хода полированного штока, м; l_n – длина пластины, м.

Очистка труб от парафина производилась торцевой поверхностью при повороте скребка на некоторый угол и одновременном перемещении колонны штанг вниз. Вращение колонны штанг со скребками осуществляется штанговращателем, представляющим собой диск с выполненными на его поверхности зубьями (рис. 7.28). Диск крепится на полированном штоке и получает крутящий момент от двигателя, рычаг которого взаимодействует с упором, установленным на устье скважины.

Рис. 7.27. Скребок пластинчатый:
1 – штанга; 2 – хомут; 3 – пластина

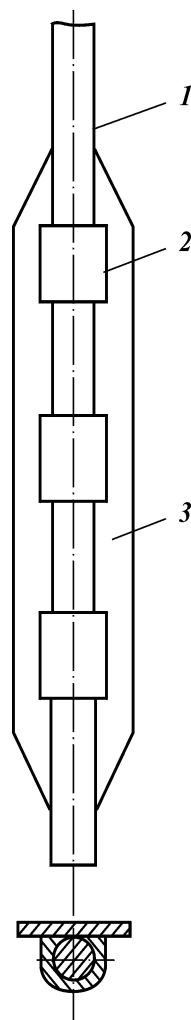
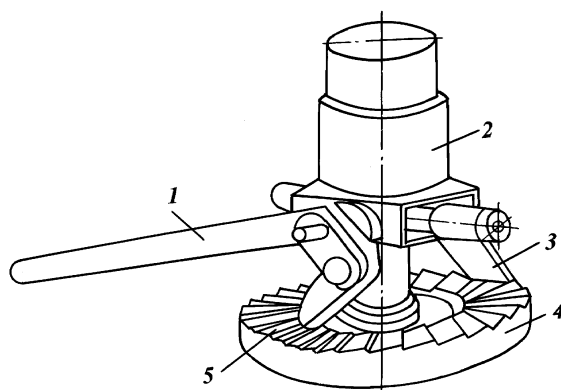


Рис. 7.28. Штанговращатель:
1 – рычаг; 2 – корпус; 3 – стопор; 4 – диск; 5 – двигатель



За один ход полированного штока штанговращатель поворачивает колонну на определенный угол, значение которого пропорционально количеству зубьев. От обратного поворота колонну штанг предохраняет стопор.

Минимальное количество поворотов колонны штанг в сутки

$$W = 1440k / C, \quad (7.15)$$

где k – число ходов штока в мин; C – число зубьев штанговращателя.

Отсутствие не очищенных от парафина участков на внутренней поверхности труб возможно в том случае, если повороту диска штанговращателя на один зуб будет отвечать перемещение скребковой пластины на величину, равную ее толщине. Тогда участки поверхности труб, не обработанные гранями пластинчатого скребка, будут очищены от парафина торцевыми частями скребка.

Поэтому при толщине скребка δ число зубьев штанговращателя при его проектировании

$$C = \pi d / \delta, \quad (7.16)$$

где d – внутренний диаметр подъемных труб, мм.

Так, для труб диаметром 62 мм и $\delta = 3$ мм

$$C = 3,14 \cdot 62 / 3 = 65 \text{ зубьев.}$$

Опыт показывает, что применение пластинчатых скребков не исключает и использование других способов – промывок, термообработок, ингибиторов, а их отсутствие сокращает межремонтный период работы скважины даже при проведении указанных обработок.

В последние годы вместо металлических пластинчатых скребков на штангах методом напрессовки укрепляются пластиковые конические скребки. Они одновременно выполняют роль центраторов. Опыт их применения пока в достаточной степени не накоплен для обоснованного вывода, однако по некоторым скважинам получены удовлетворительные результаты.

Применение труб с покрытиями

Трубы с покрытиями в скважинах, эксплуатируемых ШСНУ, получили ограниченное применение. Это объясняется весьма напряженными условиями работы, которые выражаются в следующем:

вследствие механического контакта колонны штанг с трубами покрытие истирается;

при возвратно-поступательном движении штанг возникают знакопеременные нагрузки на НКТ, которые вызывают разрушение покрытия.

Положение не улучшает и применение центраторов различной конструкции.

Опыт эксплуатации труб с покрытиями в различных нефтяных регионах в целом показал неэффективность их применения в скважинах с ЭЦНУ.

Особенно это касается остеклованных покрытий, которые, разрушаясь, создают в трубах пробки, а в насосе – заклинивание плунжера в цилиндре. И первое, и второе требует подъема оборудования.

7.5. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСПО ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЦНУ

Характер парафинообразования в скважинах, эксплуатируемых ЭЦНУ, аналогичен ранее описанному при фонтанной эксплуатации.

Однако следует учесть, что вследствие технологических особенностей ЭЦНУ, не допускающих газосодержания на приеме (не более 0,25), приходится поддерживать соответствующее давление на приеме.

Но это давление всегда ниже давления насыщения и поэтому не исключены случаи выпадения парафина в области забой – прием насоса.

В процессе работы узлы ЭЦНУ нагреваются, что также оказывает влияние на интенсивность отложений на них. В области приема насоса отложения парафина усиливаются.

Парафинообразование в НКТ не имеет существенных отличий от фонтанных скважин. Только точка начала образования отложений оказывается сдвинутой вверх от выкида насоса на расстояние, равное снижению давления в подъемнике до давления насыщения.

В высокодебитных скважинах при высоких скоростях движения жидкости в трубах толщина отложений имеет меньшее значение вследствие срыва некоторой части отложений потоком жидкости.

Рассмотрим применяемые методы борьбы с отложениями в этой категории скважин.

Тепловые методы

Технология применения тепловых методов основана на промывках горячей жидкостью с помощью АДП-160 путем обратной промывки. Особенность этой технологии для скважин с ЭЦНУ состоит в том, что температура промывочной жидкости не должна превышать предельную температуру, установленную для

кабеля погружного электродвигателя. Для отечественных ПЭД – это 70–80 °С.

Химические методы

Технология химических методов не отличается от применяемой в фонтанных скважинах. Она включает задавку ингибитора в пласт и подачу в затрубное пространство устьевыми дозаторами.

Задавка ингибитора в пласт требует создания значительного давления, что опасно с точки зрения воздействия на кабель и погружной двигатель. Поэтому в каждом случае применения такого воздействия следует согласовывать проведение технологии с техническими условиями на эксплуатацию ЭЦНУ.

Использование скважинных дозирующих устройств в скважинах с ЭЦНУ возможно, но при условии отказа от сочленения контейнера с химреагентом с ЭЦНУ. Это объясняется тем, что при этом возникают дополнительные нагрузки, которые могут достигать 2000 кг и станут опасными для резьбовых и фланцевых соединений элементов ЭЦНУ.

В отдельных случаях могут быть рекомендованы скважинные дозаторы гравитационного действия, но они должны устанавливаться автономно путем крепления к эксплуатационной колонне на пакерах различной конструкции.

Заслуживает внимания описанный в работе [85] дозатор для скважин с ЭЦНУ, в котором использован твердый химреагент. Дозатор состоит из трех секций, которые заполняют гранулами различной крупности (рис. 7.29): мелкие заполняют нижнюю секцию *III*, средние – секцию *II*, крупные – секцию *I*. Корпус дозатора крепится к низу компенсатора ПЭД.

Добываемая жидкость, поднимаясь к приему насоса, проходит через сердечник 6, омывая гранулы и насыщаясь ингибитором. По мере растворения гранулы из верхних секций перемещаются в нижние, что обеспечивает равномерный и рациональный расход реагента. Период ингибирования при массе ингибитора в контейнере 12 кг составляет 6–8 мес.

В некоторых нефтяных районах применяют такой способ борьбы с парафином.

Рис.7.29. Дозатор с твердым реагентом:
 I, II, III – секции дозатора; 1 – окно; 2 – сетка;
 3, 4, 5 – тарелки; 6 – перфорированный сердечник

Скважину останавливают, и в насосно-компрессорные трубы, отложения парафина в которых достигли критического значения, заливается ингибитор и выдерживается там некоторое время. Количество ингибитора определяется опытным путем и может составлять от 0,1 до 1,0 кг на 1 м³ жидкости, а время выдержки – от 2 до 4 ч. Затем ЭЦНУ запускают в работу, и высокоскоростным потоком жидкости АСПО выносятся из скважины.

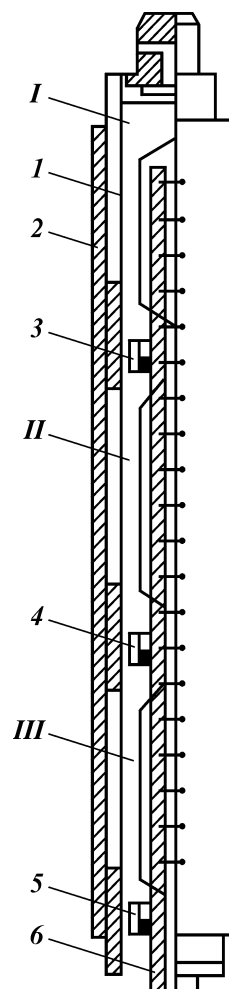
Механические методы

В скважинах, эксплуатируемых ЭЦНУ, используются те же механические способы, что и в фонтанных скважинах: раздвижные и "летающие" скребки. Некоторым отличием является то, что обрывы проволоки, на которой подвешен скребок, и его застревание в скважине препятствуют разрушению сливного клапана и выпуску жидкости из НКТ перед подъемом. Последнее осуществляется, как известно, сбрасыванием металлической штанги.

В таких случаях приходится осуществлять подъем НКТ с жидкостью, что является большим осложнением. Поэтому к прочности скребковой проволоки должны предъявляться повышенные требования. Также следует исключить случаи застревания "летающих" скребков, а если этого добиться не удастся, то лучше отказаться от их применения.

Применение труб с покрытиями

Технология этого метода аналогична технологии метода, применяемого в фонтанных скважинах. Следует полностью отказаться от спуска остеклованных НКТ, так как разрушение остеклованного покрытия и осаждение его в области выкидной



части насоса ведут к образованию пробок, а часто и к заклиниванию насоса.

7.6. ХИМИЧЕСКИЕ СОЕДИНЕНИЯ ДЛЯ БОРЬБЫ С ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЕМ, РАЗРАБОТАННЫЕ И ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"

Инженерами совместно с учеными ряда институтов были разработаны и используются с положительным эффектом более 20 химических реагентов, отмеченных авторскими свидетельствами и патентами на изобретения.

Охарактеризуем лишь некоторые из них.

1. Состав для предотвращения отложений парафина (а.с. № 589246) приготовлен на основе водных растворов полиэлектролита с метилфосфоновой группировкой и силиката натрия. Защитный эффект составляет до 90 %.

2. Состав для предотвращения отложений парафина, содержащий силикат натрия, амфотерный полиэлектролит с метилкарбоксильной группировкой и водой (а.с. № 618397). Защитный эффект по результатам испытаний составляет 30 мин – до 90 %, через трое суток – до 66 %.

3. Химреагент, включающий силикат натрия, воду, водорастворимый полиэлектролит, полимерную аминокислоту (а.с. № 675064).

4. Состав для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений, содержащий отход производства вторбутилового спирта процесса гидратации бутилена в присутствии серной кислоты со стадии гидролиза.

Предполагаемый состав по эффективности превосходит известные: при оптимальных концентрациях компонента через 15 мин обеспечивается растворение отложений Родниковского месторождения на 85 %, через 30 мин – на 100 %, известные составы соответственно на 76 и 95 % (пат. РФ № 2103305).

5. Способ предотвращения отложений парафина из нефти достигается использованием в качестве ингибитора 2–5%-ного водного раствора диэтананомида синтетических жирных кислот C₁₀–C₁₃ (а.с. № 749403).

Защитный эффект достигается при концентрации ингибитора в воде от 3 до 74 %. Опыт показал, что способ может быть успешно применен в магистральных многокилометровых трубопроводах.

6. Реагент для предотвращения парафиноотложений в нефтепромысловом оборудовании, представляющий собой

легкоподвижную жидкость с температурой плавления минус (40–50) °С, хорошо растворимую в нефтепродуктах.

Реагент технологичен, так как при его использовании даже в холодное время года не требуется подогрева и расплавления.

Предлагаемый реагент – аминокамид жирных кислот таллового масла с полиэтиленполиамином по эффективности превосходит известные реагенты, так как для одинаковой степени защиты от отложений парафина требуется значительно меньшая дозировка реагента (а.с. № 968341).

7.7. ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЕ В ОБВОДНЕННЫХ СКВАЖИНАХ

Обводнение месторождений характеризуется изменением процессов, происходящих как в самом продуктивном пласте, так и в стволе скважины при движении жидкости. Это и охлаждение нефтяного пласта вследствие длительной закачки в него огромных объемов воды, и выпадение солей из-за смешения разнородных по химическому составу вод, и образование эмульсий и т.д.

Во многих случаях вследствие принципиального изменения качества добываемой эмульсии, т.е. превращения ее типа "воды в нефти" в "нефть в воде", логично было ожидать уменьшения интенсивности парафиноотложений. Тем более, что одним из факторов снижения адгезии парафина к трубам является образование гидрофильной пленки на трубах.

Однако опыт указывает на продолжающееся парафинообразование на ряде месторождений.

Процессы эти, к сожалению, еще достаточно не изучены. В.П. Тронов [158] в своих работах объясняет образование отложений в обводненных скважинах следующим образом.

Кристаллы парафина совместно с асфальтосмолистыми веществами зарождаются на поверхности оборудования при снижении температуры на ней ниже температуры кристаллизации. Главным условием формирования АСПО автор считает снижение пластовой температуры, которая, например, на Восточно-Сулеевской площади Ромашкинского месторождения снизилась от 41 (в начале разработки) до 33 °С в 1997 г.

Газоотделение в этих условиях увеличивает турбулизацию потока водонефтяной смеси, за счет чего обеспечивается лучший контакт кристаллов с поверхностью труб и увеличивается теплоотдача потока. Последнее интенсифицирует парафинообразование.

Обводнение изменяет химические свойства нефти, повышая ее плотность, вязкость и содержание высокомолекулярных компонентов, способствующих кристаллообразованию.

В.А. Рагулин [138] показал, что обводнение ведет к образованию эмульсий, которые способствуют возникновению сильно раз-

Таблица 7.13

Эффективность отмыва пленки (в %) при наличии связанной воды [138]

Реагент	Месторождение	Массовая доля воды в нефти, %						
		0	10	20	30	40	50	60
ИНПАР-1	Аблаевское	30	40	40	40	45	60	55
	Именлекулевское	10	10	50	60	68	70	70
	Байсаровское	30	50	57	60	62	65	70
АНП-2	Аблаевское	100	40	15	10	7	5	2
	Именлекулевское	10	50	25	10	10	10	10
	Байсаровское	70	85	85	85	85	85	85
МЛ-80	Аблаевское	90	75	60	50	35	25	10
	Именлекулевское	85	85	85	85	85	85	85
	Байсаровское	30	30	30	30	30	30	30
ХТ-48	Аблаевское	90	90	93	95	95	100	100
	Именлекулевское	20	90	90	90	90	90	90
	Байсаровское	60	75	90	95	95	95	95
Прогалит ГМ20/40	Аблаевское	80	80	92	95	98	100	100
	Именлекулевское	90	85	80	80	80	80	80
	Байсаровское	50	70	78	85	87	90	90
Прогалит НМ20/40	Аблаевское	90	90	92	95	97	100	100
	Именлекулевское	90	90	92	95	95	95	95
	Байсаровское	60	80	83	85	87	90	90

витой поверхности раздела фаз нефть – вода – смолопарафиновые компоненты. Это в свою очередь повышает вязкость жидкости, способствует образованию жестких структур и их прилипанию к поверхности труб.

Автор считает, что применение ингибиторов парафиноотложений в обводненных скважинах должно учитывать количество и состав попутной воды, значение водородного потенциала и солевого баланса.

Эффект, полученный от применения ингибитора в безводных или малообводненных скважинах, может оказаться нулевым при его применении в высокообводненных скважинах.

На этом должен базироваться квалифицированный выбор реагентов.

Приведем данные о применении ингибиторов в скважинах (табл. 7.13).

Исследования показывают, что увеличение доли воды в нефти при применении одних реагентов эффективно, при использовании других неэффективно. Одни реагенты хорошо работают в безводной нефти (МЛ-50, АНП-2), другие – сохраняют высокую отмывающую способность при любой обводненности (ХТ-48, ГМ20/40, НМ20/40). Эффективность ИНПАР-1 увеличивается по мере роста обводненности эмульсии, но она также зависит от характеристики нефти.

8

ОБРАЗОВАНИЕ ГИДРАТОВ И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С НИМИ



8.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРАТОВ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ И УСЛОВИЯ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ

Нефтяные газы способны при определенных термодинамических условиях вступать во взаимодействие с водой и образовывать твердые соединения, получившие название гидратов.

Гидратами углеводородных газов называются кристаллические вещества, образованные ассоциированными молекулами углеводородов и воды; они имеют различную кристаллическую структуру.

Свойства гидратов газов позволяют рассматривать их как твердые растворы. Данные исследований Гаммершмидта показывают, что содержание водяного пара в газообразной фазе в системе газ – гидрат меньше, чем в системе газ – вода. Таким образом, каждый гидрат имеет постоянную характерную для него парциальную упругость водяного пара, которая меньше упругости пара над жидкой водой при той же температуре.

Возникновение гидрата обусловлено определенными давлением и температурой при насыщении газа парами воды. Гидраты распадаются после того, как упругость паров воды будет ниже парциальной упругости паров исследуемого гидрата.

Углеводородные и некоторые другие газы, контактирующие с водой в определенных условиях давления и температуры, также могут образовывать кристаллогидраты. Кристаллогидраты природных газов внешне похожи на мокрый спрессованный снег, переходящий в лед. Скапливаясь в газопроводах и в другом оборудовании, они могут вызвать частичную или полную их закупорку и тем самым нарушить нормальный режим работы.

С одной стороны, исследователи относят гидраты к химическим соединениям ввиду того, что они имеют строго определенный химический состав и описываются определенной химической формулой. С другой стороны, удержание молекул в

соединении, именуемом гидратом, происходит за счет внутренних, так называемых ван-дер-ваальсовых сил – сил межмолекулярного притяжения, а не путем спаривания валентных электронов.

Наиболее полные данные о структуре, составе и свойствах кристаллогидратов природных газов были получены в результате рентгенографических исследований Штакельберга, Мюллера и Джонсона.

В результате этих исследований выяснилось, что кристаллогидраты являются клеточными соединениями с двумя структурами, обладающими кубической симметрией: структурой I, образуемой газами и парами (рис. 8.1), и структурой II, образуемой жидкостями (рис. 8.2). Исключение составляет пропан, пары которого образуют кристаллогидрат со структурой II.

Характеристика некоторых изученных кристаллогидратов приведена в табл. 8.1.

Для возможного образования определенной структуры кристаллогидратов решающее значение имеет геометрический фактор. Тип структуры зависит прежде всего от размеров кристаллообразователя. Эффективные (по Ван-дер-Ваальсу) размеры молекул углеводородных газов имеют следующие значения: метан – 4,1 Å; этан – 5,5 Å; пропан – 6,28 Å; изобутан – 6,28 Å; нормальный бутан – 7,40 Å. Размер молекул воды принят равным 2,8 Å.

Газовые гидраты структуры I (см. рис. 8.1) образуют газы, размеры молекул которых не превышают 5,9 Å. Их элементарная ячейка представляет собой структуру, состоящую из 46 молекул и имеющую шесть больших полостей и две малые. В качестве первичной строительной ячейки структуры II может

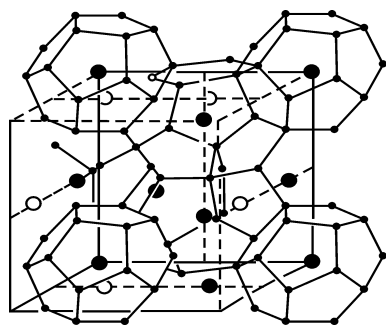


Рис. 8.1. Структура I газового гидрата

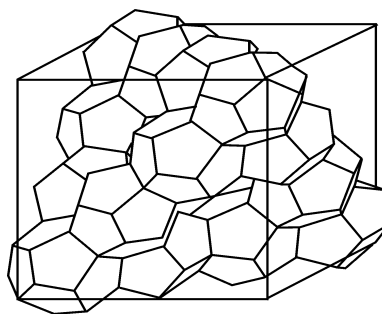


Рис. 8.2. Структура II жидких и двойных гидратов

рассматриваться (см. рис. 8.2) решетка газового гидрата (пентагондодекаэдр), внутренняя полость которой имеет поперечник 5,2 Å [98].

Таблица 8.1

Характеристика некоторых кристаллогидратов [98]

Гидратообразователь	Критическая температура кристаллообразователя, °C	Абсолютное давление диссоциации при 0 °C, МПа	Температура разложения гидрата при давлении 0,1 МПа, °C	Критическая точка разложения гидрата, °C
<i>Структура I</i>				
CH ₄	-190	10,5	-42,8	—
C ₂ H ₆	-93	0,52	-15,8	+14,5
CO ₂	-79	1,23	-24,0	+18,0
H ₂ S	-60	0,096	+0,35	+29,5
<i>Структура II</i>				
C ₃ H ₈	-45	0,10	+8,5	—
(CH ₃) ₂ O	-24	—	—	—
C ₂ H ₅ Cl	+13	0,026	+4,8	+0,78
C ₂ H ₅ Br	+38	0,020	+14	+0,22
CHCl ₃	+61	0,066	+1,6	+0,08

Состав газовых гидратов структуры I при всех заполненных полостях элементарной ячейки выражается формулой 8М·46Н₂О или М·5sН₂О.

Структура I заменяется на структуру II, когда молекулы гидратообразователя оказываются велики для больших пустот структуры.

Жидкостные гидраты структуры II образуют такие газы или легколетучие жидкости, размер молекул которых колеблется от 5,9 до 6,9 Å. Элементарная ячейка их представляет собой структуру из 136 молекул с 16 малыми и девятью большими полостями [98].

При образовании жидкостных гидратов гидратообразователем заполняются только большие полости. При этом состав гидрата соответствует формуле 8М·136Н₂О или М·17Н₂О. Эта структура представляет собой решетку бриллианта (см. рис. 8.2).

Малые полости с внутренним поперечником 4,8 Å структуры II окружены (как и в случае структуры I) пентагондодекаэдрами.

Большие полости с внутренним поперечником 6,9 Å окружены четырьмя шестиугольниками, которые лежат по отношению друг к другу как поверхности тетраэдра, и 12

пятиугольниками. Этот многогранник имеет 28 вершин, в которых размещены молекулы воды [98].

Малые полости могут занимать молекулами газонаполнителей (H_2S и H_2S_2). При этом образуются двойные гидраты, состав которых определяется формулой $8\text{M} \cdot 16\text{H}_2\text{S} \cdot 136\text{H}_2\text{O}$ или $\text{M} \cdot 2\text{H}_2\text{S} \times 17\text{H}_2\text{O}$.

В реальных условиях добычи, сбора и подготовки газа на промыслах имеют дело не с отдельными компонентами, а со смесями углеводородных газов, включающих в свой состав различные газы-наполнители (CO_2 ; H_2 ; N_2 ; H_2S). Эти смеси образуют смешанные гидраты, состав которых изменяется в зависимости от давления. Наиболее распространенным типом смешанных кристаллогидратов являются гидраты структуры II, большие полости элементарной ячейки которых заполняются большими молекулами газа-гидратообразователя, а малые – малыми молекулами стабилизирующего газа, повышающего устойчивость основного гидрата.

В зависимости от условий образования внешне гидраты по описанию Ю.Ф. Макогона являются прозрачными кристаллами разнообразной формы: в турбулентном потоке – это масса спрессованного снега, в ламинарном – кристаллы, имеющие формы тетрадекаэдра, додекаэдра и гексадекаэдра.

Гидраты обладают высокой сорбционной способностью и поэтому покрываются пленкой из жидких, а иногда и твердых углеводородов. К последним относятся смолы, асфальтены, парафины, механические примеси. Эти соединения значительно упрочняют гидраты, делают их более стойкими к разрушению. Кроме того, они увеличивают их адгезионные свойства, т.е. способность к прилипанию к элементам оборудования и друг к другу.

Состав газа определяет условия образования гидратов. Из входящих в состав нефтяных газов и нефтей компонентов гидраты образуют азот, сероводород, углекислый газ, метан, этан, водород, пропан и изобутан (табл. 8.2).

Природный газ газовых и газоконденсатных месторождений на 98–99 % включает метан и незначительное количество тяжелых углеводородов.

Таблица 8.3

Компонентный состав нефти после одноступенчатой сепарации при стандартных условиях, % (по массе)

Компонент	Месторождение, пласт				
	Зайкинское		Росташиинское		
	Д-III	Д-V	Д-III	Д-IV	Д-V
Сероводород	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
Углекислый газ	Следы	0,01	Следы	0,01	0,01
Метан	0,21	0,29	0,28	0,28	0,32
Этан	0,39	0,35	0,55	0,53	0,41
Пропан	0,91	0,67	1,26	1,18	0,80
Изобутан	0,32	0,28	0,52	0,33	0,29
Н-бутан	1,55	1,10	2,13	1,49	1,39
Изопентан	1,31	1,15	1,83	1,32	1,25
Н-пентан	2,52	1,59	2,96	2,24	2,32
Н-гексан	7,03	7,46	8,49	7,75	7,53
Н-гептан	8,03	10,56	9,48	9,26	8,54
Н-октан	6,16	7,95	6,90	7,27	6,86
Остаток	71,57	68,29	65,60	68,34	69,98
Молекулярная масса остатка	211	202	211	212	205
Молекулярная масса	176	166	169	172	171

Газы нефтяных месторождений содержат тяжелые газовые фракции.

В табл. 8.3 приведены данные о компонентном составе нефти после одноступенчатой сепарации Зайкинского и Росташиинского месторождений ОАО "Оренбургнефть".

На Зайкинском месторождении эксплуатируются три объекта:

Таблица 8.2

Физико-химическая характеристика гидратов

Гидрат	Формула гидрата	Отношение массы компонента к массе воды	Плотность гидрата, г/см ³	Теплота образования	
				кДж/моль	ккал/кг
CH ₄	CH ₄ ·5,9H ₂ O	1 : 6,64	0,90	57,7	112,8
C ₂ H ₆	C ₂ H ₆ ·8,2H ₂ O	1 : 4,92	0,95	64,0	86,1
C ₃ H ₈	C ₃ H ₈ ·17H ₂ O	1 : 6,95	0,88	120,4	82,2
C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₀ ·17H ₂ O	1 : 5,28	0,90	133,7	87,7
CO ₂	CO ₂ ·6H ₂ O	1 : 2,86	1,1	59,8	94,0
N ₂	N ₂ ·6H ₂ O	1 : 3,86	–	46,8	82,2
H ₂	H ₂ ·6,1H ₂ O	1 : 3,23	1,04	69,4	115,3

Таблица 8.4

Компонентный состав пластового флюида, % (по молю)

Компонент	Месторождение, пласт					
	Зайкинское			Росташинское		
	Д-III	Д-IV	Д-V	Д-III	Д-IV	Д-V
Сероводород	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
Углекислый газ	0,76	1,38	1,26	0,45	0,87	0,80
Азот + редкие	0,68	0,46	0,50	1,60	1,07	0,68
Метан	49,33	69,62	63,73	52,21	52,78	56,24
Этан	13,74	12,61	12,24	13,81	14,40	13,21
Пропан	8,21	5,15	5,63	7,30	7,33	6,99
Изобутан	0,98	0,70	0,84	0,92	0,96	0,85
Н-бутан	3,33	1,81	2,19	2,83	2,67	2,77
Изопентан	1,21	0,64	0,90	1,14	1,09	1,03
Н-пентан	1,75	0,79	1,15	1,54	1,49	1,56
Гексан	2,28	1,09	1,62	2,24	2,13	2,01
Гептан	1,76	0,70	1,38	1,96	1,50	1,60
Октан	1,34	0,44	0,93	1,35	1,32	1,12
Остаток	14,63	4,61	7,63	12,63	12,09	11,14
Молекулярная масса (расчетная)	57	32	39	53	52	48

верхний – Д-III, состоящий из двух нефтяных пластов Д-III-1 и Д-III-2; средний – Д-IV, состоящий из двух газоконденсатных пластов Д-IV-1 и Д-IV-2; нижний – Д-V, состоящий из двух нефтяных пластов Д-V-01 и Д-V-02.

В соответствии с технологическими схемами разработки в объектах Д-IV и Д-V пластовое давление поддерживается выше давления насыщения и можно предполагать, что состав пластовой нефти во времени будет неизменным.

Газоконденсатная залежь Д-IV разрабатывается на режиме истощения и состав добываемой продукции по мере падения пластового давления будет изменяться.

Можно заключить (см. табл. 8.3), что тяжелые газы (от метана до н-бутана) составляют более 26 % в компонентном составе нефти, а легкие – до 2 %. В то же время в пластовых условиях (табл. 8.4) содержание легких фракций составляет основную долю компонентного состава от 73 до 90 %. Эти данные показывают, насколько свойства нефти зависят от содержания в ней газа и как это сказывается на свойствах флюида в процессе его движения по стволу скважины.

Насыщение газа парами воды – одно из условий гидратообразования. Этот процесс происходит при воздействии на газовую смесь давления, температуры, минерализации воды.

Поскольку в пластовых и скважинных условиях все указанные факторы меняются, значение влагосодержания газа также может изменяться.

Для промысловой практики весьма важно знать интервал образования гидратов в скважине или трубопроводе для эффективной борьбы с ними. Поэтому оценка значения влагосодержания газа по стволу скважины является одной из задач прогнозирования места гидратообразования.

В работе [98] предлагается номограмма, по которой, зная давление и температуру по стволу скважины, влагоемкость газа, содержание соли в растворе, плотность газа по воздуху и его молекулярную массу, можно получить интервал гидратообразования (рис. 8.3).

На номограмму нанесены дополнительно два графика, учитывающие поправки на молекулярную массу C_p и солёность воды C_s , которые можно рассчитать по формулам:

$$C_p = W_p / W_{0,6}; \quad (8.1)$$

где W_p – влагосодержание природного газа с относительной плотностью по воздуху p ; $W_{0,6}$ – влагосодержание природного газа с относительной плотностью по воздуху 0,6, находящегося на контакте с пресной водой;

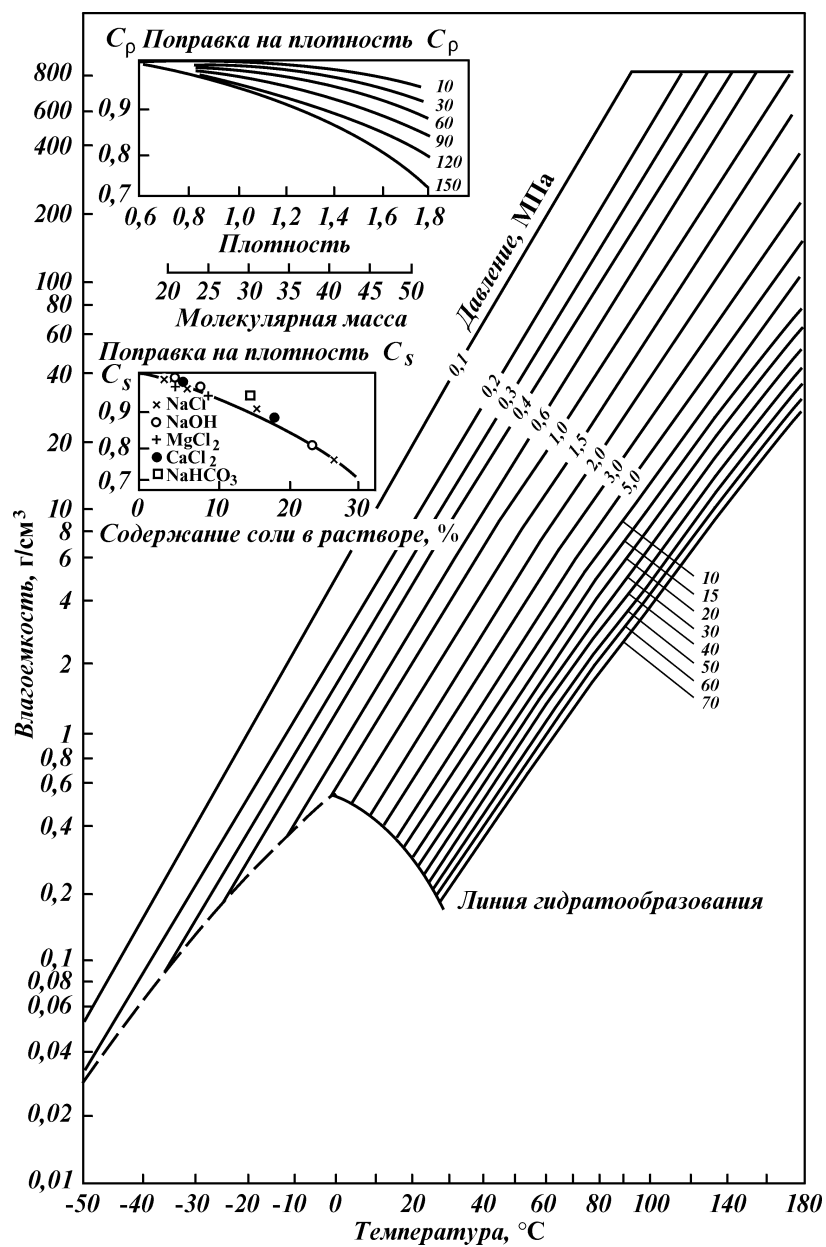
$$C_s = W_s / W_{0,6}, \quad (8.2)$$

W_s – влагосодержание природного газа, находящегося в контакте с минерализованным раствором воды (учитывают в пластовых условиях).

Влагосодержание газа с относительной плотностью по воздуху 0,6, контактирующего с пресной водой, определяется по формуле

$$W = \frac{A}{\delta} + B, \quad (8.3)$$

Рис. 8.3. Влагоемкость природных газов над гидратом и над водой [98]



а влагосодержание газа, находящегося в контакте с минерализованной водой, – по формуле

$$W = \left(\frac{A}{\delta} + B \right) C_p C_s, \quad (8.4)$$

где A – коэффициент, равный влагосодержанию идеального газа ($A = 749p_{\text{H}_2\text{O}}$, здесь $p_{\text{H}_2\text{O}}$ – упругость паров при заданной температуре); p – давление газа; B – коэффициент, зависящий от состава газа. Коэффициенты A и B определяются по таблице.

Растворимость воды в жидких углеводородах зависит от давления, температуры, молекулярного состава и при определенных условиях приводит к гидратообразованию при перекачке и переработке.

Газы хорошо растворяются в воде даже при низких давлениях. Непредельные углеводороды, уголекислота и сероводород увеличивают растворимость газа, а азот и гелий – снижают.

В процессе добычи и транспортировки состояние газожидкостной смеси постоянно меняется: а) при пластовом давлении выше давления насыщения газ растворен в жидкости; б) при поддержании пластового давления снижается температура пласта и часть газа начинает выделяться из жидкости; в) обводнение ведет к увеличению влагосодержания газа; г) в стволе скважины от забоя до устья снижаются давление и температура, газоотделение увеличивается; влагосодержание газа у устья, в сепараторах, в газосборном коллекторе и магистральных газопроводах постоянно и определяется заданным режимом каждого узла.

Образование гидратов в процессе движения смеси возможно во всех элементах системы.

8.2. ОБРАЗОВАНИЕ КРИСТАЛЛОГИДРАТОВ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

Термобарические условия в нефтяной скважине зависят от таких факторов, как температура и давление в продуктивном пласте, продуктивная характеристика, дебит нефти и обводненность продукции, геотермический градиент, количество растворенного газа и его состав, конструкция скважины и коэффициенты теплопроводности и теплопередачи труб, цементного камня и пород в разрезе скважины и т.д. Из всех перечисленных факторов многие являются характерными для

месторождения и остаются постоянными на весь период разработки. Изменяются дебиты скважины, обводненность продукции, пластовые и забойные давления. За счет прогрева пород вокруг ствола скважины несколько меняется коэффициент теплопередачи.

На практике в процессе эксплуатации нефтяной залежи можно в известных пределах изменять только дебит скважины. При этом в конкретной системе пласт – скважина все остальные параметры устанавливаются автоматически, т.е. система имеет только одну степень свободы.

Дебиты конкретных скважин зависят от физических свойств пласта и его продуктивных характеристик, которые непостоянны для различных точек залежи и могут изменяться во времени.

В связи с этим в теоретических исследованиях, выполненных совместно с Гипровостокнефтью, при выборе вариантов расчетов приняты во внимание данные о средних дебитах скважин и технологические режимы уже эксплуатируемых скважин на рассматриваемых месторождениях.

Расчеты для каждого объекта выполнены при трех значениях забойных давлений, при трех-четырех обводненностях и пяти различных дебитах жидкости, что должно охватить все возможные режимы. При выборе режимов для расчета принималось, что пластовое давление в нефтяных залежах не будет снижаться ниже давления насыщения за весь рассматриваемый период разработки, но допускается возможность разгазирования нефти в призабойной зоне.

Способ определения зон в скважинах, работающих в гидратном режиме, рассмотрим на примере пласта Д-III Зайкинского месторождения.

1. Рассчитывают распределение давления и температуры в стволе скважины при всех выбранных режимах. В качестве примера результаты расчетов, выполненные для условий разработки пласта Д-III при дебите скважин 30 т/сут, объемной обводненности добываемой жидкости 0, 10, 20 %, приведены в табл. 8.5.

Таблица 8.5

**Результаты расчетов распределения давления по стволу скважины с дебитом 30 т/сут для пласта Д-III
Зайкинского месторождения при различных значениях обводненности жидкости**

Обводненность продукции, % (по объему)								
0			10			20		
Глубина, м	Давление, МПа	Температура, К	Глубина, м	Давление, МПа	Температура, К	Глубина, м	Давление, МПа	Температура, К
4360,00	28,00	368,00	4360,00	28,00	368,00	4360,00	28,00	368,00
4160,00	26,95	364,96	4160,00	26,86	365,13	4160,00	26,77	365,32
3960,00	25,91	361,75	3960,00	25,73	362,06	3960,00	23,37	362,37
3760,00	24,88	358,36	3760,00	24,62	358,80	3760,00	24,38	359,22
3560,00	23,86	354,92	3560,00	23,53	355,40	3560,00	23,22	355,85
3360,00	22,86	351,77	3360,00	22,46	352,19	3360,00	22,07	352,57
3160,00	21,87	348,27	3160,00	21,40	348,72	3160,00	20,94	349,10
2960,00	20,89	344,63	2960,00	20,35	345,07	2960,00	19,84	345,43
2760,00	19,92	340,81	2760,00	19,33	341,28	2760,00	18,76	341,66
2560,00	18,97	336,91	2560,00	18,32	337,38	2560,00	17,70	337,76
2360,00	18,04	332,91	2360,00	17,34	333,41	2360,00	16,66	333,78
2160,00	17,12	329,17	2160,00	16,37	329,62	2160,00	15,66	329,97
1960,00	16,22	325,29	1960,00	15,43	325,77	1960,00	14,68	326,11
1760,00	15,34	321,37	1760,00	14,51	321,84	1760,00	13,72	322,19
1560,00	14,48	317,37	1560,00	13,62	317,84	1560,00	12,80	317,91
1360,00	13,63	313,32	1360,00	12,75	313,52	1360,00	11,92	313,76
1160,00	12,82	308,97	1160,00	11,91	309,38	1160,00	11,07	309,71
960,00	12,02	304,79	960,00	11,11	305,32	960,00	10,25	305,71
760,00	11,26	300,69	760,00	10,33	301,29	760,00	9,47	301,73
560,00	10,51	296,82	560,00	9,59	297,41	560,00	8,73	297,81
360,00	9,80	292,96	360,00	8,8	293,55	360,00	8,02	293,94
160,00	9,11	289,05	160,00	8,19	289,64	160,00	7,35	290,00
0,00	8,57	285,90	0,00	7,67	286,48	0,00	6,83	286,82

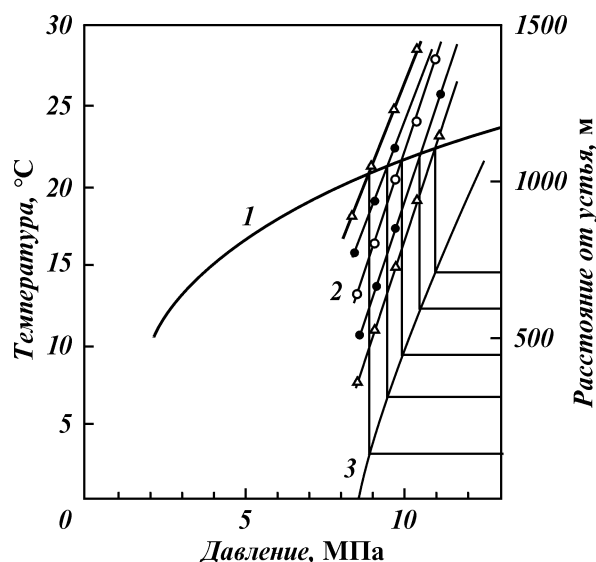


Рис. 8.4. Определение глубины возможного образования гидратов в скважине для пласта Д-III Зайкинского месторождения:
 1 – зависимость температуры образования гидратов от давления; 2 – соответствие между температурой и давлением в скважине; 3 – зависимость давления в скважине от глубины

2. Строят фазовую диаграмму гидратообразования для нефти пласта Д-III (рис. 8.4, кривая 1).

3. На рисунок наносят кривые 2, отражающие зависимости давления и температуры по длине скважины при различных дебитах. Если кривые пересекаются с фазовой диаграммой 1, то образование гидратов в скважине возможно, а точка пересечения и есть точка начала гидратообразования.

4. Для определения расстояния этой точки от устья скважины на рисунок наносят кривую 3 распределения давления по глубине скважины. Проведя вертикальную линию от точки пересечения кривых 1 и 2, находят эту глубину.

Результаты обработки расчетных данных по всем выбранным вариантам для пласта Д-III Зайкинского месторождения приведены в табл. 8.6 и на рис. 8.5.

Подобный комплекс расчетов выполнен для всех нефтяных пластов Зайкинского и Росташинского месторождений.

Анализ полученных материалов показывает:

при снижении забойного давления температура жидкости на устье уменьшается за счет выделения газа;

Таблица 8.6

Результаты расчетов по оценке возможности гидратообразования
при различных режимах работы скважин для пласта Д-III
Зайкинского месторождения

Забойное давление, МПа	Дебит жидкости, м ³ /сут	Расстояние от устья (в м) при обводненности продукции, % (по массе)		
		0	10	20
32,0	10,0	Нет	Нет	Нет
	20,0	—	—	—
	30,0	—	—	—
	40,0	—	—	—
	50,0	—	—	—
30,0	10,0	260	270	230
	20,0	230	210	140
	30,0	90	60	30
	40,0	Нет	Нет	Нет
	50,0	—	—	—
28,0	10,0	720	500	450
	20,0	590	460	420
	30,0	470	340	330
	40,0	320	210	170
	50,0	140	30	Нет

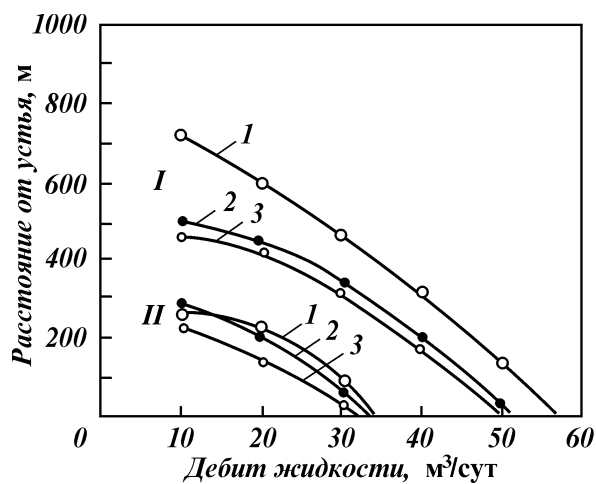


Рис. 8.5. Зависимость глубины возможного образования гидратов в скважине от дебита по жидкости при различных забойных давлениях и обводненности (пласт Д-III Зайкинского месторождения):
I – забойное давление 28 МПа; II – забойное давление 30 МПа; 1, 2, 3 – при обводненности жидкости соответственно 0; 10; 20 % (по объему)

снижение забойного давления до значения меньшего, чем давление насыщения, приводит к некоторому увеличению температуры на устье за счет большего нагрева газа в призабойной зоне пласта;

увеличение обводненности ведет к росту устьевой температуры, что объясняется большей теплоемкостью воды, чем нефти;

по пласту Д-V Зайкинского месторождения указанная в предыдущем пункте закономерность не установлена, что объясняется высоким газосодержанием, уменьшающим плотность жидкости в насосно-компрессорных трубах, и большей ее теплоотдачей;

понижение забойного давления повышает вероятность гидратообразования;

повышение обводненности снижает вероятность гидратообразования;

снижение забойного давления ниже давления насыщения ведет к сокращению зоны возможного гидратообразования.

Установлено, что на практике часты отклонения от расчетных данных по возможным интервалам гидратообразования. Это объясняется степенью переохлаждения по сравнению с равновесными условиями, турбулентностью потока, скоростью образования свободной поверхности контакта углеводород – вода, концентрацией и составом солей, растворенных в воде, и другими факторами.

Полученные результаты теоретических расчетов согласуются с данными других исследователей. Например, В.А. Истомин считает, что нефтяная скважина может длительное время работать в гидратном режиме вследствие того, что нефть снижает адгезию гидратов к трубам и способствует выносу образовавшихся гидратов газожидкостным потоком.

Однако при изменении режима работы скважины, особенно при ее остановке, вероятность образования гидратных пробок возрастает.

Минерализация пластовых вод снижает равновесную температуру гидратообразования обычно на 5–12 °С.

Принято считать, что угроза гидратообразования в нефтяных скважинах наступает при переохлаждении, равном 6 °С.

На рис. 8.6 определены зоны реального образования гидратных пробок, для чего параллельно кривой равновесного гидратообразования проводится "реальная кривая", отстоящая от нее на 6 °С, и выполнены все операции, подобные описанным при определении зон, находящихся в гидратном режиме.

По исследованным нефтяным месторождениям сделаны следующие выводы.

1. Пласт Д-III Зайкинского месторождения:

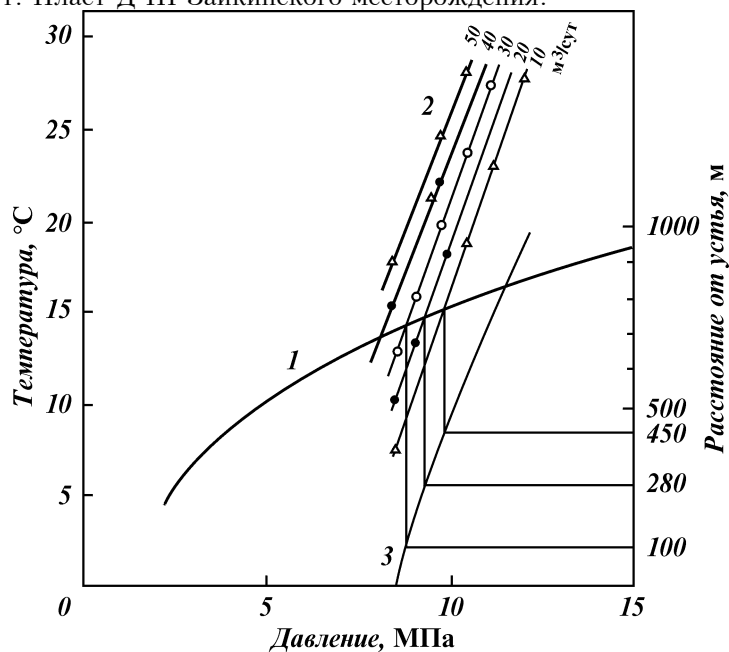


Рис. 8.6. Определение расчетной глубины образования гидратов в скважине для пласта Д-III Зайкинского месторождения (забойное давление 28 МПа, обводненность жидкости 0):

1 – зависимость температуры образования гидратов от давления; 2 – соответствие между температурой и давлением в скважине при различных дебитах; 3 –распределение давления по длине скважины

а) образование пробок как гидратных, так и парафиногидратных в насосно-компрессорных трубах возможно при снижении забойного давления до давления насыщения при дебите жидкости ниже 30 м³/сут;

б) увеличение обводненности снижает вероятность пробкообразования.

2. Пласт Д-V Зайкинского месторождения:

а) образование гидратных пробок возможно при приближении значения забойного давления к давлению насыщения при всех реальных дебитах, причем зона отложений превышает подобную в пласте Д-III;

б) снижение забойного давления ниже давления насыщения и увеличение обводненности ведут к сокращению протяженности интервала отложений гидратов.

3. Пласт Д-III Росташинского месторождения:

а) образование гидратных пробок возможно при снижении забойного давления до давления насыщения при дебитах жидкости 10–20 м³/сут;

б) при этих же условиях вероятны парафиноотложения на стенках насосно-компрессорных труб;

в) обводненность уменьшает вероятность отложений гидратов.

4. Пласты Д-IV и Д-V Росташинского месторождения:

а) гидратные пробки возможны при низких дебитах и приближении значения забойного давления к давлению насыщения;

б) эти условия благоприятствуют также парафиноотложению;

в) обводненность снижает вероятность гидратообразования.

8.3. ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ В ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИНАХ

В.А. Истомин отмечает, что для образования гидратов в газовых скважинах требуется переохлаждение газового потока на несколько единиц при наличии гидратного режима на глубине 200–250 м.

Конденсат пласта Д-IV Зайкинского месторождения близок по физико-химическим свойствам к легкой нефти, поэтому можно допустить, что для образования гидратной пробки необходимо иметь переохлаждение не меньше 3 °С по сравнению с равновесным режимом.

В соответствии с расчетными данными, полученными для дебитов газа 50,0–140,0 тыс. м³/сут и забойных давлений 28,0 и 30,0 МПа (табл. 8.7), построен график зависимости температуры и давления на устье скважины (рис. 8.7).

Проведя горизонтальную прямую от точки пересечения кривой 1 или 2 с кривой равновесного гидратообразования до кривой 1' или 2', находим искомый дебит. При забойном давлении 30 МПа он составляет 113 тыс. м³/сут (59,8 т/сут конденсата), а при забойном давлении 28 МПа – 111 тыс. м³/сут (58,7 т/сут конденсата).

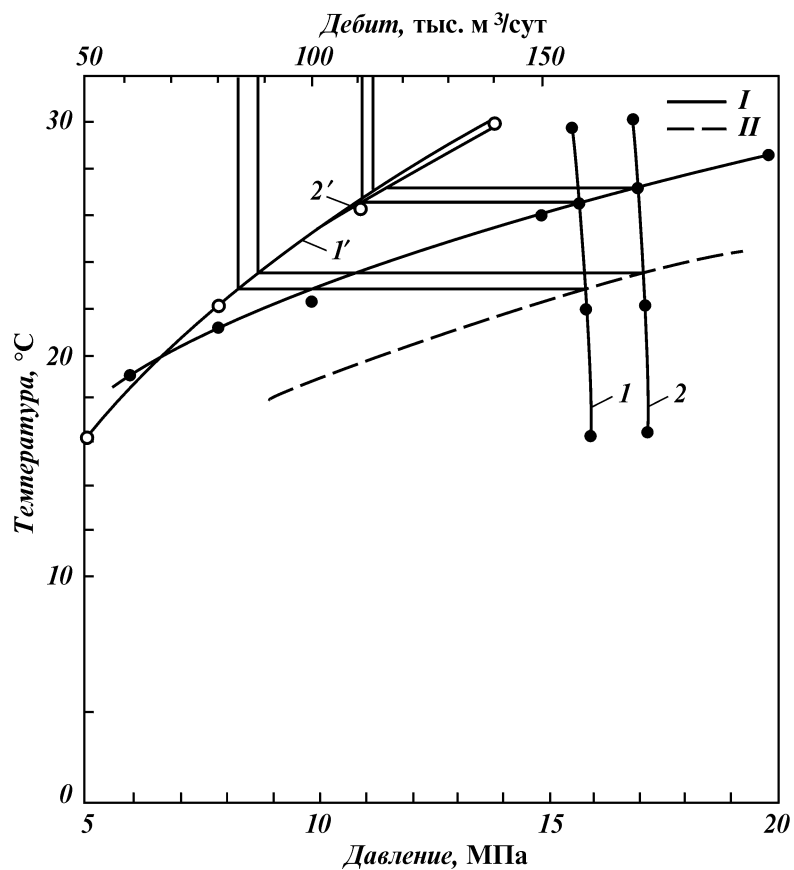


Рис. 8.7. Соотношение термобарических условий на устье скважин с фазовой диаграммой гидратообразования при добыче газоконденсата (пласт Д-IV Зайкинского месторождения):

1, 1' – забойное давление 28 МПа; 2, 2' – забойное давление 30 МПа; I – равновесные условия; II – допустимые условия

Таблица 8.7

Зависимость давления и температуры на устье скважин от забойного давления и дебита (пласт Д-IV Зайкинского месторождения)

Дебит конденсата, т/сут	Забойное давление, МПа			
	28,0		30,0	
	Давление, МПа	Температура, °C	Давление, МПа	Температура, °C
26,5	15,97	15,8	17,31	15,9
42,3	15,95	21,6	17,31	21,8
58,2	15,84	26,2	17,21	26,7
74,1	15,63	29,8	17,03	30,0

Для определения реальных условий возможного образования гидратных пробок на графике (см. рис. 8.7) пунктиром нанесена кривая, расположенная на 4 °С ниже равновесной, и определены дебиты, выше которых в НКТ гидратных пробок не будет.

При $p_c = 30$ МПа они составят 88 тыс. м³/сут (46,6 т/сут конденсата), а при $p_c = 28$ МПа – 84 тыс. м³/сут (44,4 т/сут конденсата).

8.4. ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ В СИСТЕМЕ СБОРА НЕФТИ

Выкидные линии скважин

Гидратные пробки могут образовываться также и в выкидных линиях скважин, условиями для этого являются:

изменение давления от устья скважины до сепаратора первой ступени, связанное с обычными гидравлическими потерями, а также прохождением штуцеров;

изменение температуры из-за теплоотдачи.

На Зайкинском месторождении в выкидных линиях поддерживается давление 5,5–6,0 МПа, а температура при ритмичной работе колеблется от 8 до 16 °С в зависимости от времени года.

Гидратообразование по фазовым диаграммам для нефти пластов Д-III, Д-IV возможно при давлении 6,0 МПа и температуре 17,5 °С, реальное образование пробок при переохлаждении продукции может произойти при температуре 11,5 °С.

Для газоконденсатной смеси пласта Д-IV расчетный режим гидратообразования возможен при 18,5 °С, реальное пробкообразование может возникнуть при температуре 14,5 °С, т.е. практически в течение всего года.

При увеличении давления в сепараторе первой ступени до 10 МПа температура возможного гидратообразования для нефти повышается до 15 °С, а для газоконденсатной смеси – до 17 °С, что соответствует значению среднегодовой температуры в выкидной линии. Это значит, что образования гидратных пробок следует ожидать в любое время года и необходимо разработать постояннодействующие мероприятия по борьбе с ними.

На Росташинском месторождении давление в сепараторах первой ступени равно 2,9–3,0 МПа, а в линиях – 3,5–4,0 МПа, что соответствует расчетной температуре гидратообразования 12,5 °С, и на 6 °С меньше реальной температуры, т.е. 6,5 °С.

Эта температура несколько ниже минимальной для возможного гидратообразования, поэтому пробкообразование маловероятно.

Газопроводы, узлы сепарации и стабилизации

Проведенные расчеты и построенные по ним фазовые диаграммы показывают, что соотношение концентрации гидратообразующих компонентов в газах сепарации практически не зависит от температуры сепарации, а в основном определяется давлением.

Для газа первой ступени сепарации при давлении 5,0 МПа гидратный режим возникает при температуре 16 °С, а реальная угроза пробкообразования – при 14 °С. Для газа второй ступени сепарации при давлении 3,2 МПа гидратный режим возникает при температуре 13,5 °С, а реальная угроза пробкообразования – при 11,5 °С. Для газа третьей ступени сепарации с давлением 1,5 МПа расчетный гидратный режим наступит при 9 °С, а реальный – при 7 °С, что ниже границы пробкообразования.

На Росташинском месторождении давление на первой ступени сепарации 2,94 МПа, температура расчетная 13 °С, реальная 11 °С. На второй ступени при давлении 1,96 МПа температура гидратообразования 10 °С, реальная 8 °С, что указывает на вероятность пробкообразования.

Таким образом, отложения гидратов характеризуются:

- снижением буферного и увеличением затрубного давления в насосно-компрессорных трубах;
- увеличением давления в выкидных линиях;
- снижением дебита скважин;
- частотой образования гидратных пробок от 5 до 18 в месяц при газовом факторе от 3300 до 5800 м³/т с дебитом жидкости от 14 до 60 т/сут.

8.5. МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ И СПОСОБЫ ИХ РАЗРУШЕНИЯ

Предупреждение любого осложнения в скважине требует меньше затрат, чем ликвидация результатов возникшего осложнения. Это целиком относится и к гидратообразованию.

В настоящее время разработаны и применяются химические и тепловые способы предупреждения гидратообразования.

Химические методы включают технологию подачи в скважину ингибиторов различного типа. Действие их направлено на изменение структурных параметров воды и равновесных условий гидратообразования.

Ингибиторы уменьшают растворимость газа в воде. Именно эту задачу выполняют водные растворы спиртов, электролитов и их смеси.

Ингибиторы подразделяются на два класса – неорганические и органические. К неорганическим относятся электролиты, диссоциирующие в растворах на ионы и имеющие как положительный, так и отрицательный заряд. Взаимодействие ионов с водой имеет электростатический характер.

Выбор неорганического ингибитора основан на его способности хорошо растворяться в воде и сильно диссоциировать на ионы.

Наиболее активные ингибиторы – соединения бора, бериллия и алюминия. Рекомендуются в этом же качестве нитраты, хорошо растворимые в воде NaNO_3 ; KNO_3 ; NH_4NO_3 ; $\text{Mg}(\text{NO}_3)_2$; $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$; $\text{Al}(\text{NO}_3)_3$, а также хлориды этих же элементов.

Из последних вследствие доступности, низкой стоимости и высокой активности получил широкое применение CaCl_2 . Хлористый кальций применяется в виде раствора 30–35 % концентрации плотностью 1286–1336 кг/м³, температурой замерзания минус 55 – 20 °С, температурой кипения 110–114 °С. Недостатком CaCl_2 является его способность обогащаться кислородом воздуха и становиться коррозионно-активным. Поэтому при длительном хранении следует исключить его контакт с воздухом и применять антикоррозионные присадки.

Метанол – метиловый спирт (CH_3OH) – бесцветная жидкость с характерным запахом этилового спирта. Смешивается в любых соотношениях с водой, этанолом, диэтиловым спиртом, ацетоном, бензолом. Является сильным ядом, действующим на нервную и сосудистую системы. Молекулярная масса 32,4, плотность при 25 °С 796 кг/м³, температура кипения 64,7 °С, при концентрациях 20 и 30 % температура замерзания соответственно 18,5 и 31,5 °С.

Тепловые методы основаны на повышении температуры в стволе скважины (в месте начала гидратообразования) или сборном трубопроводе выше критической и поддержании ее в течение длительного времени.

Известны несколько способов решения этой проблемы. Например, для газовых скважин можно установлением количества отбора газа добиться такого режима, когда температура на устье станет несколько выше его температуры в области призабойной зоны. Увеличение дебита до определенного предела ведет к сокращению времени пребывания газа в стволе скважины и уменьшению его теплоотдачи. Однако таким условиям удовлетворяет определенный режим, так как

дальнейшее увеличение дебита ведет к снижению температуры за счет дроссель-эффекта.

Можно создать необходимую температуру за счет экзотермической реакции путем смешивания пятихлористого фосфора PCl_5 с водой:



Однако поддерживать постоянно необходимую температуру по данной технологии сложно: здесь речь может идти о периодическом воздействии.

Существуют также технологии, предусматривающие периодическую прокачку теплоносителя через скважину агрегатами депарафинизации.

На практике тепловые методы получили применение для борьбы с гидратообразованием в газопроводах путем подогрева газа устьевыми подогревателями и использования теплоизолированных труб.

Одной из профилактических мер предупреждения гидратообразования является использование ингибиторов – сорбитов влаги, гликолей.

Разработаны различные технологии, направленные на устранение пробок, уже образовавшихся и приведших к снижению дебита скважин или полному прекращению их работы.

Все технологии можно разделить на следующие группы:

механические,

тепловые,

химические.

Механические способы предполагают разрушение рыхлых или плавающих пробок, образующихся в насосно-компрессорных трубах, специальными штангами. Воздействуя на пробку ударами штанги, опускаемой на канате, пробку можно разрушить или протолкнуть на забой в зону повышенной температуры. Для повышения эффекта штангу иногда оснащают скребками.

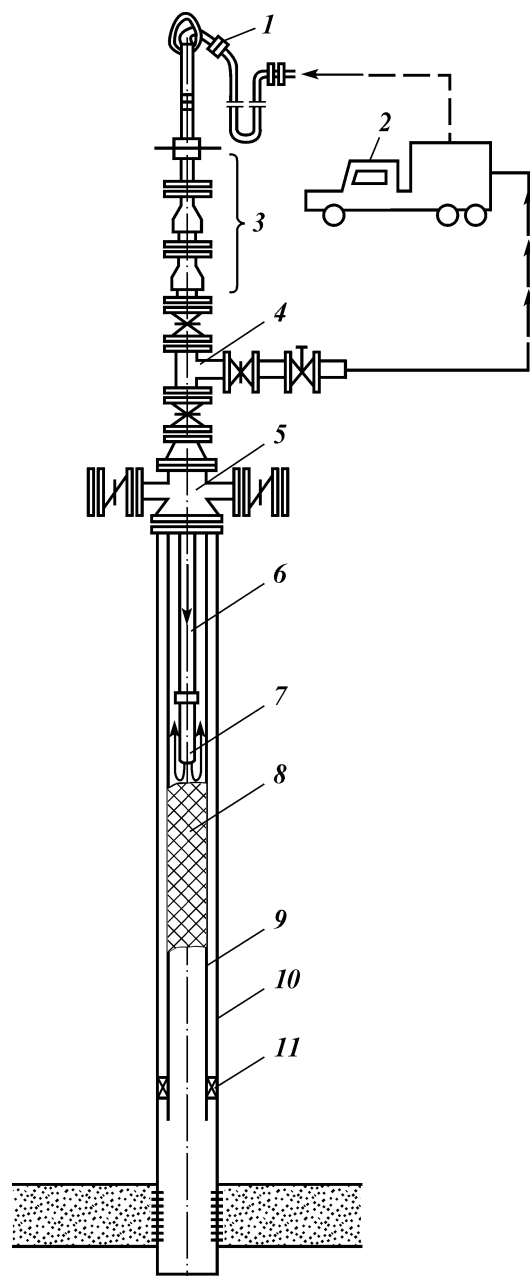


Рис. 8.8. Схема оборудования скважины при разрушении гидратной пробки закачкой теплоносителя:

1 – вертлюг; 2 – ППУ; 3 – превентор; 4 – арматура фонтанная; 5 – колонная головка; 6 – промывочные трубы; 7 – промывочная головка; 8 – пробка гидратная; 9 – НКТ; 10 – обсадная колонна; 11 – пакер

Тепловые методы включают воздействие на пробку различными теплоносителями – водой, паром, горячей нефтью. В качестве теплогенераторов используют наземные агрегаты – паропередвижные и депарафинизационные установки, а также скважинные источники тепла – электронагреватели различной конструкции.

Для прогрева гидратной пробки теплоносителем необходимо образовать два канала: один для подачи теплоносителя до гидратной пробки и второй для подъема раствора теплоносителя и ком-

понентов пробки. Операция может проводиться по схеме, приведенной на рис. 8.8. По мере разрушения пробки промывочные трубы опускаются подъемником через специальный превентор. В качестве промывочных могут использоваться трубы малого диаметра или трубчатые штанги. В настоящее время вместо труб используют специальные шланги высокого давления.

Опыт применения различных технологий для разрушения гидратных пробок показал, что наиболее приемлемым и безопасным методом является использование малогабаритного электронагревателя, разработанного специалистами УГНТУ, НГДУ "Правдинскнефть" и "Федоровскнефть" [54].

Отличительными особенностями нагревателя являются: небольшой диаметральный габарит (до 44 мм), позволяющий его опускать в НКТ диаметром 62 мм; достаточно высокая мощность до 10 кВт; высокая температура нагрева до 130 °С; получение высокой температуры в области контакта нагревателя с пробкой.

Устройство нагревателя приведено на рис. 8.9.

Однофазный электронагреватель состоит из двух основных частей: разделки кабеля с верхним штекерным соединением и собственного нагревателя с нижним штекерным соединением. Электронагреватель (см. рис. 8.9) включает корпус 14, который в верхней части соединяется разъединителем 8, а нижний – заканчивается головкой – концентратором тепла. Основным нагревательным элементом является спираль 12 из нихрома или фехрали. В опытных образцах нагревателя в качестве спирали был использован [54] нихром диаметром 2,5 мм и длиной 14 м. Один конец спирали приваривается к нижнему штекеру 5, а другой – к головке нагревателя. В нижней части нагревателя имеется специальный стержень 15, изготовленный из материала, обладающего хорошей теплопроводностью и служащего концентратором тепла на рабочей головке 16. Благодаря наличию стержня 15 достигается интенсивная передача тепла от спирали к головке 16, являющейся рабочей поверхностью электронагревателя.

Токопроводящие части нагревателя от корпуса и других элементов надежно защищены фарфоровыми изоляторами и резиновыми кольцами 3, 4, 6, 7, 9–11 и 13.

Надежная герметичность электронагревателя обеспечивается резиновыми уплотнителями 4 и 9, которые с помощью гаек 1 и 2 плотно прижимаются к нижнему штекеру.

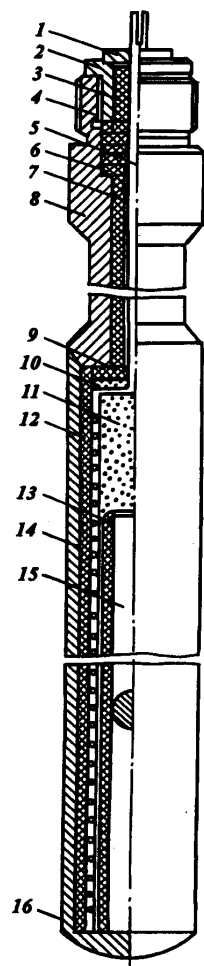


Рис. 8.9. Малогабаритный электронагреватель [54]

Результаты испытания нагревателя в скважинах НГДУ "Правдинскнефть" и "Федоровскнефть" 6. "Главтюменнефтегаз" показали достаточную надежность и высокую эффективность устройства при разрушении гидратопарафиновых пробок в газлифтных и фонтанных подъемниках [54].

Общая компоновка электронагревателя состоит из самого нагревателя, узла разделки кабеля и специального устьевого лубрикатора, обеспечивающих производство подземных ремонтов по разрушению гидратных пробок при высоких давлениях, достигающих до 30 МПа, без глушения скважины. При работе в скважине электронагревателей в сложных гидродинамических условиях и при высокой температуре необходимо обеспечить надежное соединение кабеля с нагревателем. Под действием собственного веса электронагревателя массой примерно 12 кг и энергии движущегося потока газожидкостной смеси узел соединения кабеля с электронагревателем испытывает значительные напряжения на разрыв. Это может привести к обрыву прибора, падению его в НКТ и необходимости ведения аварийных работ по глушению скважины. Кроме того, узел соединения нагревателя должен обеспечить надежность и герметичность внутренней полости спускаемого аппарата при рабочем давлении

до 30 МПа.

9

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ И МЕТОДЫ ИХ УДАЛЕНИЯ



9.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОБЛЕМЫ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ НОС

Современные методы разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления путем закачки пресных и сточных вод приводят к осложнениям в добыче нефти, которые вызваны образованием твердых отложений неорганических солей в призабойной зоне пласта и нефтепромысловом оборудовании. Накапливаясь в добывающих скважинах и нефтесборных коммуникациях, неорганические соли часто полностью выводят из строя дорогостоящее оборудование, нарушают режим работы скважин, приводят к трудоемким подземным капитальным ремонтам, а в итоге – к значительным потерям в добыче нефти.

Образование органических солей при добыче обводненной нефти в процессе разработки большинства месторождений России стало распространенным явлением [10, 60, 86, 87, 96, 117, 119, 144 и др.].

Отложения солей происходят при всех способах эксплуатации скважин, однако наиболее отрицательные последствия от солеотложения возникают при добыче нефти штанговыми глубинными насосами и установками электропогружных центробежных насосов. Кристаллические образования неорганических солей на рабочих органах глубинных насосов приводят к повышенному их износу, заклиниванию и слому вала погружного центробежного электронасоса, заклиниванию плунжера ШГН и т.п.

Межремонтный период работы механизированного фонда "солепроявляющих" скважин существенно уменьшается. Кроме того, в результате роста обводненности продукции скважин образуются отложения солей в поверхностном оборудовании, групповых, замерных установках, нефтесборных коллекторах и системах подготовки нефти.

Таблица 9.1
Отложения неорганических солей [86, 87, 96]

Нефтедобывающие районы	Основной тип отложений неорганических солей	Место отложения неорганических солей
Оренбург	CaSO_4 , CaCO_3 , MgCO_3	Призабойная зона пласта, обсадные колонны, оборудование скважин, система сбора и подготовки нефти и воды
Башкирия	CaSO_4 , BaSO_4 , CaCO_3	Призабойная зона пласта, обсадная колонна, НКТ, штанги, УЭЦН, система сбора и подготовки нефти и воды
Татария	CaSO_4 , BaSO_4	Призабойная зона пласта, обсадная колонна, НКТ, насосы, теплообменная аппаратура
Пермь	CaSO_4	Призабойная зона, обсадные колонны, оборудование скважин, система сбора и подготовки нефти и воды

Разнообразие горно-геологических особенностей строения продуктивных пластов, состава пластовых флюидов, системы поддержания пластового давления и типов используемых для этого вод predetermined разнообразие причин образования отложения НОС на поверхности оборудования, а также различие в составах солей на разных месторождениях (табл. 9.1).

Фонд скважин, оборудованных ШСНУ, составляет на месторождениях ОАО "Оренбургнефть" около 60 % общего числа скважин с отложением солей.

При разработке и эксплуатации месторождений с применением заводнения происходят отложения карбонатов кальция и магния, сульфатов кальция и бария, стронция, хлоридов и других солей в скважинах, на оборудовании и т.д. (табл. 9.2). Карбонатные соли и кальцит CaCO_3 отмечаются на месторождениях Западной Сибири, Азербайджана, Краснодарского, Ставропольского краев; сульфаты кальция, гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ и ангидрит CaSO_4 – на месторождениях Урало-Поволжья и Казахстана; хлоридные соли и галит NaCl – на месторождениях Белоруссии и Украины; сульфаты бария, барит BaSO_4 , сульфаты стронция и целестин SrSO_4 – на месторождениях Мангышлака и Северного Кавказа. Отложения барита и целестина встречаются на месторождениях Западной Сибири и других районов [86, 87, 96, 144].

В практике тип отложений принято характеризовать по преобладанию (до 60–80 %) одного из видов НОС.

Состав и структура солевых отложений из нефтепромыслового оборудования и скважин ОАО "Оренбургнефть" изучены достаточно подробно. По преимущественному содержанию в отложениях НОС

определенного вида выделяются две группы солей: карбонатные и сульфатные (см. табл. 9.2) [86, 87 и др.].

Таблица 9.2

Солевые отложения, образовавшиеся в процессе добычи нефти на месторождениях ОАО "Оренбургнефть"

Месторождение, место отбора проб	Состав осадка, % (по массе)			
	CaSO ₄	CaCO ₃	Полутонные осадки	Нерастворимый осадок
Покровский нефтесборный коллектор	89,5	1,9	0,5	1,0
Султангулово-Заглядинское, скв. 232:				
обсадная колонна	76,5	1,7	1,0	0,8
ЭЛОУ	87,1	–	2,8	1,5
Пономаревское, пласт Д ₁ , НКТ	77,2	1,7	3,3	2,3
Красноярское, пласт В1:				
скв. 113, НКТ	78,2	3,7	5,9	1,7
скв. 87, НКТ	78,5	–	4,6	0,5
Тарханское, пласт Б ₂ , ЭЦН	78,0	–	0,4	0,4
Байтуганское:				
трубы теплообменника	75,8	5,5	2,2	10,1
НКТ	95,4	–	0,6	1,7

Самым распространенным видом отложений из нефтепромыслового оборудования и добывающих скважин в условиях Оренбурга являются осадки, содержащие в основном сульфат кальция (60–80 %) и карбонаты кальция и магния (5–16 %). Влага и углеводородные соединения составляют 5–25 %. При определенных условиях каждая молекула сульфата кальция связывает две молекулы воды, в результате чего образуются кристаллы гипса, поэтому такие осадки называются гипсовыми отложениями. Если при этом в составе осадков содержатся более 15 % твердых и тяжелых углеводородных соединений нефти, то они классифицируются как гипсоуглеводородные соединения. В составе отложений в виде примесей могут присутствовать до 0,5–4,5 % окислов железа и до 0,5–3 % кремнезема, наличие которых объясняется коррозией оборудования и выносом песка жидкостью в процессе эксплуатации скважин [10, 86].

Образование гипсовых отложений происходит в скважинах, объектом разработки которых являются девон и карбон. Структуры отложений в скважинах, эксплуатирующих продуктивные пласты, приуроченные к продуктивным пластам девона и нижнего карбона, изучены разными авторами, в том числе Ю.В. Антипиным и В.Е. Кашацевым с соавторами. По результатам исследований ими выделены осадки трех характерных видов:

плотные микро- и мелкокристаллические осадки. В поперечном сечении таких осадков не удается выделить отдельно слои, поскольку

отложения представлены сравнительно однородными кристаллами длиной до 5 мм с равномерным включением твердых углеводородов. В ряде случаев такие осадки имеют накипеобразный характер;

плотные осадки с преобладанием кристаллов гипса средних размеров 5–12 мм с включением твердых и жидких углеводородов. При поперечном срезе образца отложений из оборудования хорошо различим слой микрозернистого осадка призматического или игольчатого строения. В этом слое преобладают кристаллы длиной 5–12 мм. Иногда встречаются крупные игольчатые кристаллы длиной 15–18 мм. В наружном слое пространство между средними и крупными кристаллами заполнено более мелкими;

плотные крупнокристаллические осадки. Крупные игольчатые кристаллы гипса образуют каркас. Между крупными кристаллами длиной 12–25 мм находятся более мелкие кристаллы солей и углеводородные соединения. В поперечном разрезе у этих отложений также можно заметить у стенки оборудования более плотный слой, а по мере удаления от поверхности соприкосновения с оборудованием доля крупных кристаллов увеличивается. В некоторых случаях в НКТ нет сплошных отложений гипса, а осадок представлен в виде одиночных друз кристаллов длиной 20–27 мм с включением у их основания мелких.

Отложения всех трех видов образуются в НКТ, хвостовиках, устьевой арматуре, насосном оборудовании, клапанных узлах различного назначения, оборудовании системы сбора и подготовки нефти и воды. Крупнокристаллические осадки в исследовавшихся условиях [10] не обнаружены в клапанах, приемных фильтрах насосов и на штангах. Это свидетельствует о том, что кроме прочих факторов на структуру образующихся кристаллов гипса существенное влияние оказывает режим движения газожидкостной смеси. Толщина отложений зависит от интенсивности и времени осадконакопления. Из опыта добычи обводненной нефти известны случаи образования мощных пробок из гипсовых отложений в НКТ длиной до нескольких сот метров, при этом практически полностью перекрывается проходное сечение труб.

9.2. ПРОМЫСЛОВЫЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗОН ОБРАЗОВАНИЯ НОС

Для выбора технологически целесообразных и экономически выгодных способов предупреждения НОС необходимо знать состав образующихся солей и наиболее вероятные зоны их отложений. Это прежде всего относится к выбору химических методов и составов ингибиторов солеобразования. Для эффективного предупреждения

кристаллизации солей и их удаления с поверхности оборудования ингибитор должен быть доставлен до начала интервала отложений. В частности, для предупреждения отложения гипса химические реагенты должны вводиться до интервала выпадения осадка. Знание расположения зон образования НОС крайне необходимо и для принятия оптимальных технологических решений по ослаблению интенсивности образования солевых отложений.

Обнаружение места отложений НОС в промысловых условиях часто представляет непростую задачу. Решить ее можно при условии систематического изучения фильтрационных характеристик пласта, призабойной зоны скважин, контроля за работой глубинно-насосного оборудования, систематического отбора проб и определения химического состава попутных вод, изменения дебита скважин и обводненности добываемой жидкости.

Анализ результатов многолетних исследований различных авторов позволяет сформулировать некоторые общие положения методических основ определения зон отложения гипса, как одной из наиболее распространенных солей в нефтепромысловом оборудовании. Наиболее значимые работы в этом направлении выполнены на месторождениях Самарской и Пермской областей, республик Башкортостан и Татарстан. Основное содержание промысловых исследований сводится к следующему.

1. Выбор скважин для исследования истории их эксплуатации и ремонтов.
 2. Регулярное проведение гидродинамических исследований скважин и пластов на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации.
 3. Получение профилей притока, термограмм, изучение распределения плотности жидкости в межтрубном пространстве при тех же режимах работы скважины, что и при исследованиях, изложенных в п. 2.
 4. Систематическое изучение физико-химических свойств нефти и воды, оценка насыщенности попутных вод гипсом.
 5. Отбор образцов металла эксплуатационной колонны, цементного камня за колонной и породы продуктивного пласта боковым сверлящим керноотборником.
 6. Периодические исследования состояния эксплуатационной колонны акустическим цементомером и каверномером.
 7. Тщательный осмотр поднимаемых из скважины штанг, насосного оборудования НКТ на предмет обнаружения образования НОС и определения толщины отложений.
 8. Анализ динамики показателей работы окружающих скважин.
- Для комплексных исследований необходимо выбирать скважину или группу скважин, в которых отложение НОС только обнаружено или ожидается по прогнозам в скором времени. Для проведения

наблюдений выбираются скважины типичные по характеру изменения обводненности, интенсивности отложения гипса и способу эксплуатации. По выбранным для анализа скважинам необходимо собрать и проанализировать материалы гидродинамических исследований, профили притока, результаты химического анализа попутной воды, данные о динамике добычи жидкости и нефти и обобщить все сведения, полученные при проведении подземных и капитальных ремонтов, выполненных до начала комплексных исследований.

Отложение НОС в удаленных от скважины зонах продуктивного пласта с достаточной достоверностью можно оценить по результатам гидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах фильтрации, проведенных через значительные промежутки времени. По результатам обработки кривых восстановления давления можно определить фильтрационные характеристики всей области дренажа, т.е. удаленных зон пласта. Сопоставляя их за ряд лет (рис. 9.1) и учитывая динамику дебита скважины между исследованиями путем снятия КВД, можно установить выпадение гипса в пласте. Постоянство основных фильтрационных характеристик удаленной зоны пласта (гидропроводности, проницаемости) или их улучшение в связи с замещением нефти менее вязкой вытесняющей водой будет свидетельствовать о том, что НОС в удаленных зонах

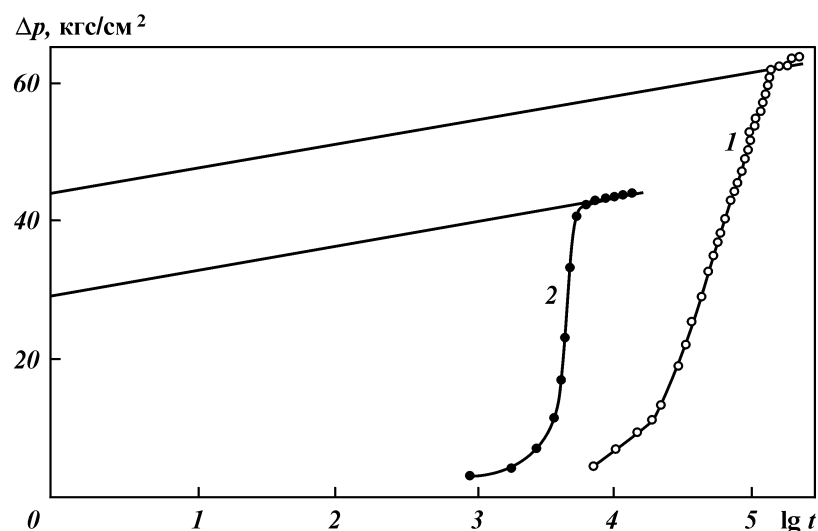


Рис. 9.1. Характерные изменения КВД по данным исследования солеобразующей скважины на неустановившихся режимах фильтрации:
1 – КВД, построенная после первого исследования; 2 – КВД, построенная через 2 года после первого исследования

продуктивного пласта не отлагается. Ухудшение физических свойств удаленной зоны пласта будет свидетельствовать о возможном отложении НОС. Более точное решение будет получено путем совместной интерпретации всего комплекса информации, получаемой в результате наблюдений за работой выбранных скважин.

При анализе промысловых наблюдений следует учесть, что образование НОС в заводненных объемах пласта может привести к уменьшению добычи воды из высокообводненных скважин. Это объясняется увеличением фильтрационных сопротивлений промытых водой пропластков, характеризующихся относительно высокой проницаемостью [128]. Кроме того, фильтрационно-емкостные характеристики пласта могут быть ухудшены разбуханием глин при закачке опресненных вод, выпадением АСПО в порах пласта из-за снижения пластовой температуры до температуры начала кристаллизации парафина в нефти и выделением газа из нефти в пластовых условиях.

Отложение НОС в призабойной зоне пласта четко обнаруживается при сравнении результатов исследований скважины на установившихся режимах, выполненных через достаточно большие промежутки времени.

Образование и отложение НОС в призабойной зоне пласта приводит к уменьшению коэффициента продуктивности скважины из-за снижения коэффициента проницаемости пород, эффективной толщины пласта, а также по причине закупоривания перфорационных отверстий отложениями солей.

В качестве примера комплексного изучения процесса образования гипса приведем результаты наблюдений за работой "гипсообразующей" скв. 5 Манчаровского месторождения Республики Башкортостан, взятых из работы [10].

Исследования были начаты в 1971 г. Впервые отложения гипса в скважинах Манчаровского месторождения обнаружены в 1965 г. К началу наблюдений на месторождении было уже 30 "гипсообразующих" скважин. Для исследования была выбрана скв. 5, типичная по динамике обводнения, изменению химического состава попутной воды, интенсивности отложения гипса и способу эксплуатации. В окружающих скважинах также наблюдалось активное отложение гипса.

Скв. 5, расположенная в присводовой части месторождения, введена в эксплуатацию в декабре 1958 г. с начальным дебитом 65 т/сут безводной нефти. Скважиной вскрыты отложения нижнего карбона, в разрезе которых условно выделены четыре продуктивных пласта. Стабильное появление воды в добываемой жидкости отмечено с февраля 1967 г. На рис. 9.2 показана динамика добычи нефти,

жидкости и содержания сульфат-ионов в попутно добываемой воде по рассматриваемой скважине.

До обнаружения гипсовых отложений (март, 1968 г.) скважина работала без технологических осложнений и капитального ремонта. Дальнейшая эксплуатация скважины характеризовалась уменьшением дебита в межремонтные периоды из-за отложений гипса. Для удаления гипсовых отложений и восстановления дебитов в течение 1968–1972 гг. было проведено восемь капитальных ремонтов по очистке от НОС, на которые было затрачено более 6 мес.

К началу 1972 г. дебит скважины уменьшился до 6,7 т/сут. В связи с этим для увеличения дебита в марте 1972 г. были выполнены работы по перфорации скважины против нижележащих пластов для подключения их в работу. В результате фотоколориметрических исследований в 1972 г. было установлено отсутствие притока жидкости из основного верхнего пласта.

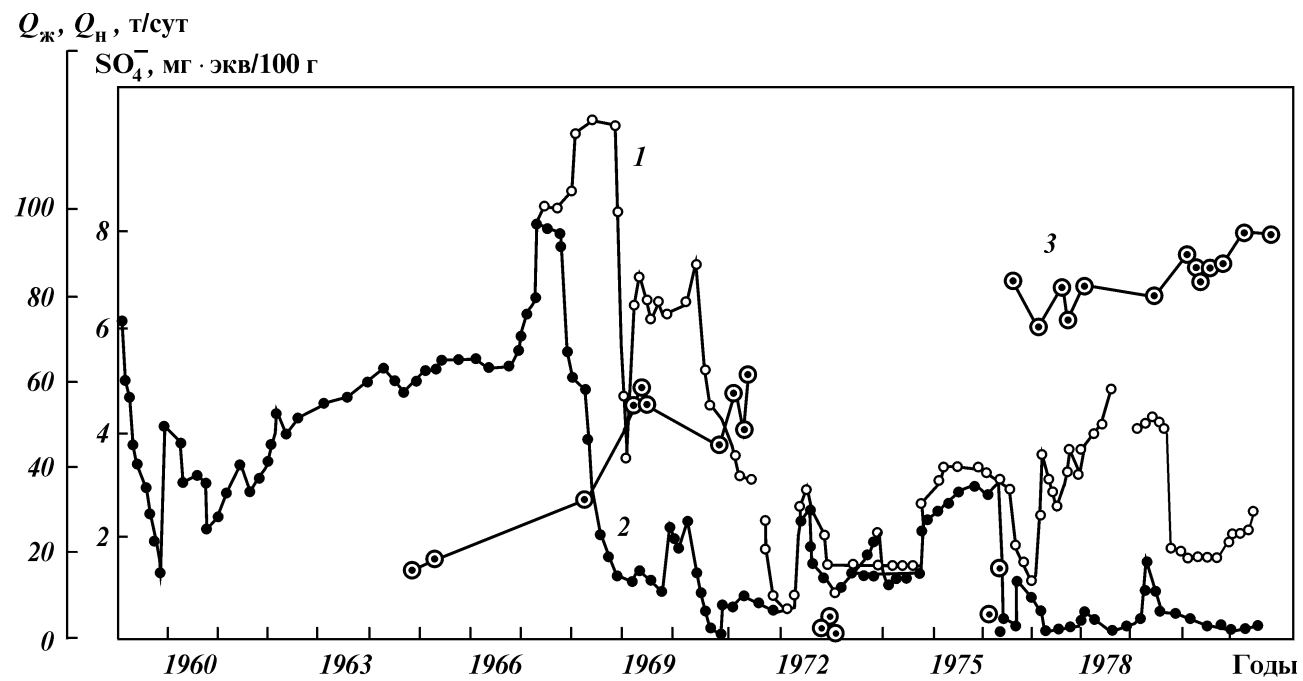


Рис. 9.2. Графики эксплуатации скв. 5 Манчаровского месторождения [10]:
 1 – дебит по жидкости $Q_{\text{ж}}$; 2 – дебит по нефти $Q_{\text{н}}$; 3 – содержание сульфат-ионов SO_4 в попутной воде

По результатам наблюдений начало образования отложений гипса соответствовало пересыщенному состоянию попутной воды сульфат-ионами, содержание которых превысило 2,5 мг·экв/100 г.

В дальнейшем насыщенность сульфат-ионами добываемой вместе с нефтью воды продолжала увеличиваться, что привело к существенной интенсификации отложения гипса вплоть до полной "самоизоляции" пласта CVI_{1a}.

После прекращения поступления высокообводненной нефти из пласта CVI_{1a} содержание сульфат-ионов существенно уменьшилось и образование гипса в скважине прекратилось.

Разработка пласта CVI_{1a} в районе скв. 5 за рассматриваемый период сопровождалась изменением направления фильтрационных потоков из-за прекращения отбора по этому пласту из скв. 5, перевода скв. 100, а также из-за продолжительных простоев ряда скважин во время капитальных ремонтов.

Предполагалось, что изменение направления фильтрационных потоков способствовало перемешиванию вод разного химического состава и отложению гипса в порах пласта.

Были предприняты специальные исследования для выявления возможности образования НОС на рассматриваемом участке пласта.

По результатам исследования скважин методом снятия КВД установлено, что фильтрационные характеристики удаленных зон пласта в процессе происшедших изменений не только не ухудшились, но и существенно улучшились в результате повышения водонасыщенности пласта.

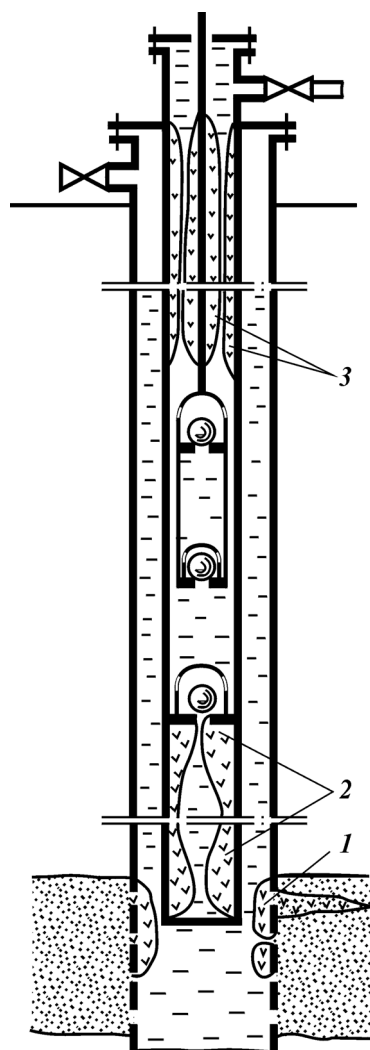


Рис. 9.3. Зоны отложения гипса в
глубинно-насосной скважине

В июле 1979 г. из скв. 5 против верхнего пласта с помощью боковых сверлящих керноотборников СКМ-8-9 с выходом коронки на 45–63 мм отобрано 12 образцов металла колонны, цементного камня и породы. В результате исследования образцов обнаружено, что трещины в породе заполнены кристалликами солей, а перфорационные отверстия забиты гипсом.

Подобные результаты получены и другими авторами.

Исследованиями [10, 86, 87, 96, 144, 152] установлено, что при разработке некоторых залежей нефти Самарской и Пермской областей отложение солей происходит не только в призабойной зоне пласта, но и в удаленных от работающих скважин участках продуктивного пласта. Гипс откладывается в наиболее проницаемых элементах пласта – трещинах [87, 96].

Эти выводы основаны на результатах гидродинамических исследований и изучения химического состава образцов пород из вновь пробуренных скважин на участках интенсивного заводнения.

В промысловых условиях при добыче нефти с применением ШГН проводятся систематические

исследования скважин: замеры дебитов скважин, отбивка динамического уровня жидкости, снятие динамограмм, определение обводненности добываемой продукции, химический анализ попутной воды и др. Комплексный анализ получаемой информации позволяет своевременно рекомендовать и реализовать меры по предупреждению образования отложений НОС. Кроме того, по этим данным можно определить зоны отложений гипса (рис. 9.3). Видно, что в скважине с

ШСНУ выделены три зоны отложения гипса: призабойная зона скважины 1, приемная 2 и напорная 3 части глубинно-насосной установки.

Отложение НОС в трещинах ПЗП и перфорационных каналах приводит к уменьшению дебита скважины. Отложение солей будет происходить там, где поступают и перемешиваются несовместимые воды. По мере отложения солей приток воды в скважину уменьшается. В поровых каналах ПЗП и перфорационных каналах, по которым фильтруется нефть, отложение солей не происходит. В результате этого содержание воды в продукции скважины уменьшается или замедляется темп роста обводненности во времени.

Снижение продуктивности пласта приводит к нарушению согласованной работы пласта и ШГН – производительность насоса начинает превышать дебит скважины. При этом забойное давление и давление на приеме ШГН будут снижаться, что приведет к интенсивному выделению газа из нефти. В результате насос работает с неполным заполнением цилиндра, что обнаруживается при динамометрировании ШСНУ.

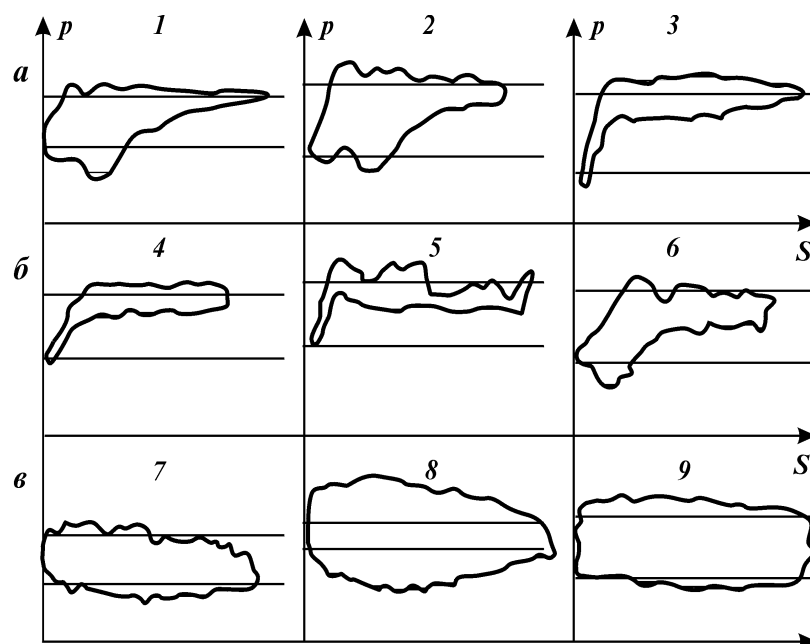


Рис. 9.4. Динамограммы работы ШГН в условиях отложения НОС:
a – в призабойной зоне пласта; *б* – в приемной части ШГН; *в* – на штангах и НКТ; 1–9 – условные номера скважин

Таблица 9.3

**Определение зоны отложения гипса по комплексу показателей
работы скважины с ШСНУ**

Зоны отложения гипса	Характер изменения показателей работы скважины			
	Дебит скважины	Содержание воды в добываемой жидкости	Забойное давление	Вид динамограммы
Призабойная зона пласта	Постепенно уменьшается	Уменьшается или замедляется темп роста обводненности	Постепенно уменьшается	Неполное заполнение насоса из-за влияния газа
Приемная часть ШГН	Уменьшается, часто очень быстро	Сохраняется имеющаяся закономерность обводнения добываемой жидкости	Увеличивается	То же
Напорная часть ШГН	Практически не изменяется	То же	Практически не изменяется	Увеличение максимальных и уменьшение минимальных нагрузок на головку балансира в середине хода плунжера

Отложение НОС в приемном клапане ШГН, отверстиях фильтра и хвостовике приводит к увеличению гидравлических сопротивлений в приемной части насоса, что также ухудшает процесс заполнения цилиндра пластовой жидкостью.

Отложение НОС в устьевой арматуре, НКТ, штангах, напорной части глубинно-насосного оборудования приводит к увеличению потерь на трение из-за сужения проходного сечения каналов движения.

Динамограммы (рис 9.4), получаемые в таких случаях, по форме близки к нормальным, но более выпуклые в средних частях при ходе плунжера вниз и вверх. Это свидетельствует об увеличении максимальных и уменьшении минимальных нагрузок на головку балансира в середине хода.

Обобщая промысловые материалы о зонах отложения НОС в условиях разработки нефтяных месторождений нижнего карбона Башкирии Ю.В. Антипиным с соавторами [10] предложена таблица (табл. 9.3), пользуясь которой можно указать на наиболее вероятные зоны образования НОС по показателям работы скважины и данным доступных в промысловых условиях измерений.

9.3. УСЛОВИЯ И ПРИЧИНЫ ОТЛОЖЕНИЯ НОС ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Причины и условия образования отложений НОС в порах и трещинах породы пласта, ПЗП, на поверхности подземного и наземного оборудования достаточно подробно изучены В.Е. Кашавцевым, Ю.П. Гаттенбергером, С.Ф. Люшиным, В.П. Зверевым, Г.Н. Позднышевым, А.А. Емковым, В.А. Пановым, Л.Х. Ибрагимовым, Ю.В. Антипиным, Л.Б. Лялиной, Ф.Н. Маричевым, В.К. Ким, Л.Т. Дытюком, Р.Х. Самакаевым и др.

Рассмотрим основные положения сформировавшихся представлений о причинах образования НОС при разработке нефтяных месторождений. Прежде всего считается, что пластовые и попутно добываемые с нефтью воды представляют собой сложные растворы водорастворимых солей разного химического состава (табл. 9.4). Кроме основных компонентов в пластовых водах в незначительных количествах содержатся и растворены газообразные вещества, такие как углеводородные газы, CO_2 и др.

Известно, что любое твердое вещество растворяется в воде до тех пор, пока раствор не достигнет предельной или равновесной концентрации, при которой за равные промежутки времени растворяется и осаждается одинаковое количество вещества.

Водные растворы называются стабильными, если они в течение длительного времени не выделяют твердых осадков. Все недонасыщенные растворы, как правило, являются стабильными. Выпадение веществ в осадок происходит из перенасыщенных растворов, когда концентрация вещества в растворе по тем или иным причинам превышает предельную растворимость (равновесную концентрацию).

Растворимость вещества в воде обычно выражается числом граммов безводного вещества, которое растворяется в 100 г (или 1 л) чистой воды при данной температуре и давлении.

Растворимость (в г/л) наиболее распространенных солей в пластовых водах нефтяных залежей в химически чистой воде при температуре 18 °С имеет следующие значения:

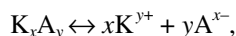
Галит (NaCl)	328,6
Сульфат натрия безводный (Na ₂ SO ₄)	168,3
Природная сода безводная (Na ₂ CO ₃)	193,9
Хлористый калий (KCl)	329,5
Сернокислый калий (K ₂ SO ₄)	111,1
Углекислый калий (K ₂ CO ₃)	1080,0
Хлористый магний (MgCl ₂)	558,1
Сернокислый магний (MgSO ₄)	354,3
Хлористый кальций (CaCl ₂)	731,9
Гипс (CaSO ₄ ·2H ₂ O)	2,0
Кальцит (CaCO ₃)	0,063

Однако для труднорастворимых соединений такая форма выражения растворимости оказалась неудобной.

О растворимости труднорастворимых веществ судят по значению их произведения растворимости. Для растворов высокой концентрации, к которым относятся большинство подземных вод нефтяных и газовых месторождений, произведением растворимости L называют произведение термодинамических активностей (активных концентраций) ионов, образуемых в воде труднорастворимым веществом, в условиях равновесия раствора с твердой фазой, т.е. в насыщенном растворе. Так, если вещество с химической формулой K_xA_y диссоциирует в растворе по уравнению

Таблица 9.4
Состав пластовых вод некоторых залежей нефти по объектам разработки НГДУ "Бугурусланнефть"

Месторождение, горизонт	Плотность, кг/м ³	Общая минерализация, г/л	Химический состав, г/л					
			HCO ₃	Cl	SO ₄	Ca	Mg	K+Na
Красноярское								
Подольский	1159	273,760	0,272	154,740	1,112	10,400	3,364	76,87
Бобриковский	1059	86,656	0,176	50,905	2,641	4,180	0,897	27,84
Турнейский + бобриковский	1189	283,576	0,119	170,420	2,375	2,294	0,722	106,98
Карповское								
Турнейский	1172	254,668	0,183	157,440	0,538	17,400	3,760	75,33
Пономаревское								
Пашийский, Д1	1188	275,783	0,049	170,917	0,300	26,600	3,040	74,78
Байтуганское								
Турнейский, В1	1136	204,966	0,098	125,883	1,116	10,400	3,161	64,30
Турнейский + бобриковский	1082	118,692	0,195	70,920	2,414	5,200	1,459	41,42
Ардатский + турнейский	1061	93,131	0,292	54,963	2,375	3,600	0,972	30,91



то его произведение растворимости по [125]

$$L_{K_x A_y} = (a_K)^x (a_A)^y, \quad (9.1)$$

где a_K , a_A – активные концентрации соответственно катиона К и аниона А в насыщенном растворе, находящемся в равновесии с твердым веществом $K_x A_y$.

Произведение растворимости L обычно определяют экспериментально, используя материалы химического анализа насыщенных растворов данного вещества в воде разной минерализации, различного химического состава, при разных значениях температуры и давления.

Для каждого данного раствора, независимо от того, является ли он недонасыщенным, насыщенным или перенасыщенным, по данным химического анализа всегда можно рассчитать фактическое значение произведения активных концентраций ионов, образующих какое-либо вещество [87]:

$$PP_{K_x A_y} = (a_K)^x (a_A)^y, \quad (9.2)$$

где a_K , a_A – активные концентрации соответственно катиона К и аниона А, находящихся в данном растворе.

Очевидно, в насыщенном растворе $PP = L$, в недонасыщенном растворе $PP < L$, в перенасыщенном растворе $PP > L$. Последнее неравенство определяет состояние перенасыщенных растворов и является основным условием выпадения в осадок растворенных веществ. В конечном счете к решению этого неравенства сводятся все основные методы прогноза солеобразования при добыче нефти.

Введением понятия об активной концентрации (или просто активности) иона учитываются силы электростатического взаимодействия всех ионов, находящихся в растворе. Активность иона равна произведению грамм-ионной концентрации m данного иона на его коэффициент активности γ . В соответствии с этим формулу (9.1) можно записать в виде

$$L_{K_x A_y} = (a_K)^x (a_A)^y = m_K^x \gamma_K^x m_A^y \gamma_A^y. \quad (9.3)$$

Коэффициент активности γ отражает степень взаимодействия ионов, наличие ионных ассоциаций, ионное отталкивание и является функцией минерализации и температуры. Согласно теории Дебая – Гюккеля, коэффициент активности ионов в рассолах высокой минерализации

Таблица 9.5

$t, ^\circ\text{C}$	A	$B \cdot 10^{-8}$	$t, ^\circ\text{C}$	A	$B \cdot 10^{-8}$	$t, ^\circ\text{C}$	A	$B \cdot 10^{-8}$
0	0,4883	0,3241	25	0,5085	0,3281	50	0,5319	0,3321
5	0,4921	0,3249	30	0,5130	0,3290	55	0,5373	0,3329
10	0,4960	0,3258	35	0,5175	0,3297	60	0,5425	0,3338
15	0,5000	0,3262	40	0,5221	0,3305	70	0,5526	0,3370
20	0,5042	0,3273	45	0,5271	0,3314			

$$\lg \gamma = \frac{-Az^2\sqrt{\mu}}{1 + dB\sqrt{\mu}} + C\mu. \quad (9.4)$$

В разбавленных растворах обычно пренебрегают вторым членом формулы (9.4) и записывают

$$\lg \gamma = \frac{-Az^2\sqrt{\mu}}{1 + dB\sqrt{\mu}}, \quad (9.5)$$

где A , B – константы, характеризующие растворимость при определенных термобарических условиях (табл. 9.5); d – эффективный диаметр иона; μ – ионная сила раствора; z – валентность иона; C – коэффициент, зависящий от диэлектрической проницаемости воды, степени гидратации ионов и факторов, обуславливающих высаливающий эффект.

Эффективный диаметр ионов ($d \cdot 10^{-8}$) имеет следующие значения:

$\text{K}^+, \text{Cl}^-, \text{Br}^-, \text{I}^-$	3,0
$\text{OH}^-, \text{Fe}^-, \text{HS}^-$	3,5
$\text{Na}^+, \text{HCO}_3^-, \text{H}_2\text{PO}_4^-, \text{HSO}_3^-, \text{Hg}^{2+}, \text{SO}_4^{2-}, \text{HPO}_4^{2-}$	4,0–4,5
$\text{Pb}^{2+}, \text{C}_3^{2-}, \text{MoO}_4^{2-}$	4,5
$\text{Sr}^{2+}, \text{Ba}^{2+}, \text{Ra}^{2+}$	5,0
$\text{Ca}^{2+}, \text{Cu}^{2+}, \text{Fe}^{2+}, \text{Ni}^{2+}, \text{CO}^{2+}$	6,0
$\text{Mg}^{2+}, \text{Be}^{2+}$	8,0
$\text{H}^+, \text{Al}^{3+}, \text{Cr}^{3+}$	9,0

По Хелгесону, коэффициент C имеет следующие значения:

Температура, $^\circ\text{C}$	25	100	175	200	300
C	0,041	0,046	0,050	0,047	0

Ионная сила растворов

$$\mu = 0,5(m_1z_1^2 + m_2z_2^2 + \dots + m_nz_n^2), \quad (9.6)$$

где m – концентрация ионов в г-ион/кг воды (молярность).

Таблица 9.6

Ион	k	Ион	k
Ca^{2+}	0,100	Cl^-	0,028
Mg^{2+}	0,170	SO_4^{2-}	0,042
Na^+	0,043	HCO_3^-	0,016
K^+	0,026		

Молярность ионов может быть вычислена исходя из значений концентраций (в мг-экв/кг раствора) и плотности раствора по уравнению

$$m = \frac{C_{\text{и}}}{z(1000\rho - M / 1000)}, \quad (9.7)$$

где $C_{\text{и}}$ – концентрация иона, мг-экв/кг раствора; ρ – плотность, г/см³; M – общая минерализация раствора, мг/кг раствора.

Если в растворе содержатся только главные ионы природных вод, то для облегчения вычислений обычно ионную силу находят по следующим формулам в зависимости от формы выражения концентрации:

$$\mu = \frac{\sum C_1 + 2\sum C_2 + 3\sum C_3}{2 \cdot 1000}; \quad (9.8)$$

$$\mu = \frac{k_1 b_1 + k_2 b_2 + \dots + k_n b_n}{2 \cdot 1000}, \quad (9.9)$$

где $\sum C_1$, $\sum C_2$, $\sum C_3$ – сумма концентраций одно-, двух- и трехвалентных ионов, мг-экв/л; b – концентрация ионов, мг/л; $k_1, k_2, \dots, k_n$ – пересчетные коэффициенты (табл. 9.6).

В работах [87, 144 и др.] предложено и обосновано определение процесса солеотложений как массовой кристаллизации неорганических солей из перенасыщенных попутно добываемых вод в сложных гидро- и термодинамических условиях в присутствии нефтяных компонентов, газовой фазы, механических примесей, оказывающих влияние на интенсивность накопления, структуру и свойства осадков.

Механизм этого явления характеризуется на основе современных представлений о массовой кристаллизации, изложенных в трудах Е.В. Хамского и учитывающих совокупность следующих основных процессов: пересыщение попутно добываемых вод, зародышеобразование, рост кристаллов, перекристаллизация.

Последние три процесса могут протекать либо одновременно, либо поочередно один за другим [171].

Согласно известной теории Гиббса, рост новой фазы возможен только в том случае, если размеры возникших зародышей превышают определенный размер и могут быть учтены формулой Томсона–Кельвина

$$r = \frac{2M\sigma}{RT\rho \ln \frac{C}{C_0}}, \quad (9.10)$$

где r – критический радиус зародышей новой фазы; C_0 – концентрация насыщенного раствора; C – концентрация пересыщенного раствора; M , ρ – соответственно молекулярная масса и плотность зародыша новой фазы; T – абсолютная температура; σ – поверхностное натяжение на границе контакта твердой фазы с раствором; R – универсальная газовая постоянная.

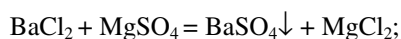
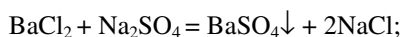
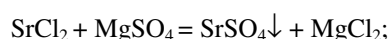
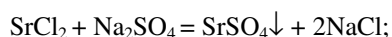
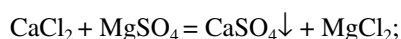
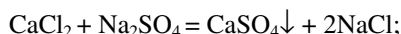
Расчеты, проведенные по формуле Томсона – Кельвина, показывают, что каждому коэффициенту пересыщения (C/C_0) воды гипсом соответствует критический радиус зародыша твердой фазы [87].

Равновесные зародыши при небольших пересыщениях не образуются. С заметной скоростью равновесные зародыши, в частности, гипса образуются лишь при кратности пересыщения более 1,072 [87, 144]. В результате исследований разными авторами установлено, что оптимальные пересыщения могут наблюдаться при размере кристаллов меньше 0,01 мкм (10^{-6} см). Следовательно, образование отложения гипса в пластовых условиях возможно при коэффициенте пересыщения более 1,072.

Таким образом, образование кристаллов и выпадение в осадок любого вещества из водного раствора происходит в том случае, если концентрация этого вещества или ионов в растворе будет превышать равновесную концентрацию (предел растворимости) данного вещества в растворе, т.е. когда будет выполняться неравенство $C \geq C_0$.

Весьма большую роль в формировании и выпадении неорганических солей в осадок играют процессы смешения несовместимых вод. Каждая из смешивающихся вод имеет свою гамму химических веществ и может быть стабильной в данных термобарических условиях. Однако при смешении смесь часто оказывается перенасыщенной тем или другим веществом, которое начинает выпадать в осадок при неизменных температуре и давлении.

Типичными схемами химических реакций, которые происходят при смешении несовместимых вод и могут приводить к образованию твердых осадков, являются следующие:



Возникающие в результате указанных реакций плохо растворимые сульфаты кальция (гипс, ангидрит), стронция (целестин), бария (барит), карбонаты кальция (кальцит) и магния далеко не исчерпывают всех осадков, но они преобладают в большинстве случаев.

Второй, не менее важной причиной образования нестабильных пересыщенных растворов и выпадения осадков служит изменение термобарических условий и связанные с ним испарение воды, выделение газов и т.д. В этом случае в воду не вносят никаких дополнительных компонентов, однако в исходном растворе либо увеличивается фактическая концентрация вследствие испарения воды, либо снижается произведение растворимости с изменением термобарических условий. Например, при движении воды и нефти в скважине и поверхностных коммуникациях происходит снижение температуры по сравнению с пластовой. Это может явиться причиной выпадения осадков сульфата бария, растворимость которого существенно уменьшается с понижением температуры. Растворимость карбоната кальция существенно зависит от парциального давления двуокиси углерода (CO_2). Уменьшение содержания ее в воде вследствие дегазации воды при снижении давления ниже давления насыщения или вследствие растворения CO_2 в нефти может явиться причиной образования осадков карбоната кальция в НКТ и выкидных линиях скважин. Изменение термобарических условий при подъеме газожидкостной смеси и, прежде всего, изменение температуры – причина выпадения в осадок хлористого натрия, двуокиси кремния (кремнезема), металлического свинца и ряда других веществ, встречающихся при эксплуатации некоторых месторождений.

В некоторых случаях простое разбавление растворов пресной водой может быть причиной выпадения в осадок солей, в частности карбоната кальция.

Таким образом, основное условие солеотложения – это образование пересыщенных растворов попутной воды. Конкретными причинами выпадения солей в осадок служат следующие процессы: испарение; смешение несовместимых вод; растворение горных пород и газов; изменение термобарических условий; дегазация воды; изменение общей минерализации воды.

Все указанные процессы происходят при фильтрации воды в продуктивном пласте, а также при ее движении в скважине и других коммуникациях нефтепромысла и оказывают влияние на солеотложение.

Причины образования отложений сульфата кальция

Все гипотезы о причинах отложения сульфата кальция в нефтепромысловом оборудовании сводятся, как правило, к выяснению причин увеличения концентрации сульфат-ионов в нагнетаемых в пласт водах, а также к изучению характера изменения растворимости осадкообразующих ионов в связи с изменившимися термодинамическими условиями при фильтрации жидкости в пласте, подъеме жидкости с забоя скважины на дневную поверхность и движении по промысловым коммуникациям.

Многие исследователи приходят к мнению, что одними из причин увеличения содержания сульфат-ионов в попутной воде по сравнению с нагнетаемой являются растворение и выщелачивание порообразующих минералов породы продуктивного пласта [10, 86, 87, 96, 117, 119, 144 и др.].

Обогащение движущейся в продуктивном пласте опресненной воды сульфат-ионами возможно за счет выщелачивания гипса и ангидрита, содержащихся в скелете пласта.

Основными факторами, влияющими на увеличение концентрации иона SO_4 , являются: растворение сульфатсодержащих минералов продуктивного пласта; окисление рассеянного во вмещающих породах пирита кислородом, растворенным в закачиваемых водах; окисление сероводорода и других соединений серы, растворенных в пластовой воде до сульфатов серобактериями и тиобактериями; десорбция сульфатов из нефти; обогащение воды сульфатами при взаимодействии ее с вмещающими породами, в частности, в связи с десорбцией обменных оснований.

На основе результатов лабораторных экспериментов по растворению гипса при различной температуре, в присутствии ряда солей, в статических и динамических условиях Ю.В. Порошиным была

принципиально установлена возможность его растворения природными водами.

Агрессивность воды по отношению к гипсу оценивается двояко: с одной стороны, способностью воды растворять то или иное количество гипса в единице объема, а с другой – скоростью растворения гипса.

В работах Ф.Ф. Лаптева показано, что основными факторами, определяющими скорость разрушения гипса, являются: химический состав воды и интенсивность ее перемешивания, т.е. скорость движения. Скорость растворения гипса в зависимости от скорости фильтрации воды может изменяться в десятки раз. Он также установил, что интенсивность разрушения ангидрита значительно меньше скорости разрушения гипса.

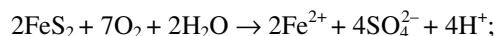
Экспериментальные данные А.М. Кузнецова показывают, что на интенсивность выщелачивания образцов гипса существенное влияние оказывает степень насыщенности воды сульфатом кальция. Под выщелачиванием понимают степень и скорость изменения состава породы под динамическим воздействием воды применительно к определенным гидродинамическим условиям. При этом отмечается меньшая подверженность выщелачиванию ангидрита по сравнению с гипсом.

Количественно процесс растворения гипса в водах различного химического состава можно представить в виде некоторой функции зависимости скорости растворения

$$\omega = \Psi(v, g, d, C, \Sigma, p, T), \quad (9.11)$$

где v – скорость фильтрации воды; g, d – соответственно гравитационный и диффузионный факторы; C – концентрация растворителя; Σ – структурные особенности гипса; p – давление; T – температура.

Одним из факторов, влияющих на изменение концентрации ионов SO_4 при фильтрации пластовых вод через породу, содержащую гипс, является окисление находящихся в породах продуктивного пласта сульфидов, в частности пирита [67]. Нагнетаемая в продуктивные пласты вода содержит в значительных количествах кислород (до 12 мг/л и выше), что способствует окислению по следующей схеме:



при отсутствии свободного кислорода



Авторы публикаций о возможности обогащения закачиваемых вод сульфат-ионами за счет окисления рассеянных во вмещающих

породах сульфатов кислородом, растворенным в закачиваемой воде, придерживаются различных мнений по данному вопросу.

В связи с этим представляют интерес работы следующих авторов.

При изучении особенностей характера выщелачивания сульфатных минералов из карбонатных и терригенных пород при разработке нефтяных месторождений Самарской области В.И. Вещерезов и А.А. Пилов заметили, что при закачке пресных вод в карбонатные пласты критическая перенасыщенность попутных вод сульфатом кальция не возникает и выпадение заметных количеств гипса не обнаруживается. Если же в продуктивном пласте, сложенном терригенными породами, обнаруживается хотя бы 0,15–0,2 % (по массе) сульфатов, то при закачке пресных или слабоминерализованных вод выпадение гипса в скважинах и системах сбора нефти наблюдается повсеместно.

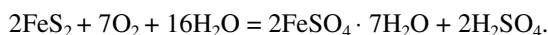
Некоторыми авторами отвергается возможность окисления сульфатов, особенно пирита, кислородом, растворенным в закачиваемой воде, так как окисление сульфидов может осуществляться лишь при значении окислительно-восстановительного потенциала 100 мВ и выше. Исследования А.Д. Ли показали, что содержание кислорода при закачке воды в залежь резко уменьшается от 8 до 0 мг/л уже на расстоянии 4–6 м от забоя скважины, а значение окислительно-восстановительного потенциала падает от 360 до 150 мВ.

Другие исследователи (С.Ф. Люшин, А.М. Ершов, Ф.А. Зарипов) утверждают возможность окисления пирита кислородом, содержащимся в закачиваемых водах, так как анализы проб воды, извлеченной из скважин, показывают отсутствие кислорода практически при любой степени ее опреснения, тогда как закачиваемая в продуктивный пласт вода содержит растворенный кислород в количестве от 5,8 до 12,9 мг/л.

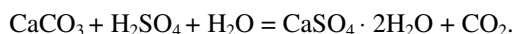
С целью установления интенсивности процесса обогащения вод различной минерализации сульфатами за счет окисления пирита и растворения ангидрита нефтесодержащих пород Л.Б. Лялиной с соавторами выполнены специальные лабораторные исследования. В лабораторных опытах были использованы образцы пород, извлеченных из терригенных продуктивных пластов месторождений Пермской области [96].

В результате исследований было установлено, что во всех опытах наблюдалось обогащение сульфат-ионами до 1582 мг/л, в особенности, когда в опытах были использованы образцы, содержащие преимущественно ангидрит. Авторы показали, что увеличение концентрации ионов SO_4^{2-} связано с взаимодействием исследуемых вод с ангидритом и химическим окислением пирита. Обогащение вод сульфат-ионами происходило тем интенсивнее, чем меньше минерализация исходной воды.

Действие кислорода на пирит в присутствии воды приводит к образованию мелантерита (железного купороса) и свободной серной кислоты, т.е.



Образующаяся при окислении пирита свободная серная кислота, будучи сильным реагентом, воздействует на присутствующие в цементной части песчаников и алевролитов карбонаты, способствующие образованию гипса,



Скорость обогащения воды ионами SO_4^{2-} зависит от количества пирита, сидерита и ангидрита в породе, размера поверхности соприкосновения воды с этими минералами и температуры.

На основе результатов комплексных лабораторных исследований авторы упомянутой выше работы приходят к следующему выводу. В пластовых условиях по мере продвижения по пласту закачиваемых вод при удалении от нагнетательных скважин эти воды все более и более лишаются свободного кислорода до полного его исчезновения. Но начиная от призабойных зон водонагнетательных скважин, серный колчедан, постепенно окисляясь, перестает быть потребителем кислорода, который может проникать все дальше по пути движения вод.

Одной из причин обогащения закачиваемых вод сульфат-ионами и выпадения гипса, по исследованиям К.Б. Аширова, Н.И. Данилова и других, могут являться погребенные воды. Проведенные С.Л. Заксом исследования показали, что состав погребенной воды может быть иной, чем пластовой, в том случае, если она не имеет непрерывной связи с краевой или подошвенной водой. Погребенная вода характеризуется более высокой минерализацией и содержит большее количество сульфат-ионов по сравнению со свободной водой того же пласта. Кроме того, как показали проведенные в Гипровостокнефти исследования солевых комплексов из "безводных" нефтей месторождений Самарской области, уже в "безводный" период эксплуатации скважин с погребенными водами выносилось значительное количество сульфатов (от 3 до 60 г/м³ нефти). Таким образом, насыщение сульфатами закачиваемых в залежь пресных вод может происходить в результате контакта с погребенными водами.

Процесс выпадения гипса в осадок наблюдается и при использовании в системе ППД пресных вод с большим содержанием ионов SO_4^{2-} .

В результате смешения таких вод с пластовыми водами хлоркальциевого типа попутно добываемые воды на забое оказываются

перенасыщенными гипсом. В своих исследованиях Б.З. Байгалов, Г.П. Белогорцев и Ф.М. Саттарова указывают на то, что содержание в поверхностных водах сульфат-ионов превышает их количество в пластовых водах в 10 раз, так как они по своему составу сульфат-натриевые. Этот вывод подтвержден исследованиями А.С. Пантелеева, отмечавшего в своих выводах, что заводнение пресной водой, содержащей большое количество ионов SO_4^{2-} , ведет к увеличению концентрации гипса в попутно добываемой воде в 3 раза.

Таким образом, использование для заводнения нефтяных залежей пресных вод с повышенным содержанием сульфат-ионов приводит также к образованию попутно добываемых вод, насыщенных сульфатом кальция.

Образование попутно добываемых вод, обогащенных сульфатом кальция, наблюдается при смешении двух несовместимых пластовых вод различных горизонтов, одна из которых содержит сульфат-ион, а другая – ион кальция. А.М. Кузнецов установил, что интенсивное кристаллообразование гипса наблюдается при смешении сульфатной сероводородной пластовой воды из толщи кунгура (70 %) и хлоридно-кальциевого рассола из низов среднего карбона (30 %). Автор объясняет выпадение указанных солей присутствием хлорида кальция, увеличение концентрации которых уменьшает растворимость сульфата кальция.

В качестве основной причины отложения солей считают смешение вод различных горизонтов еще ряд авторов. А.С. Пантелеев отмечает, что при разработке Байтуганского месторождения было обнаружено следующее: пластовая вода башкирского яруса содержит 1,1 г/100 г иона SO_4^{2-} , а турнейского – 1,2 г/100 г иона Ca^{2+} . В результате их смешения гипс выпадает при 5%-ном содержании одной из вод в растворе. На участках, где осуществлялся одновременный отбор жидкости, наблюдается интенсивный процесс гипсоотложения в НКТ добывающих скважин.

При изучении причин гипсообразования на Туймазинском нефтяном месторождении [85] был сделан вывод, что гипс выпадает в скважинах в результате взаимодействия хлоридов кальция, содержащихся в пластовых водах, с сульфатами вод артинского яруса, проникающих в эксплуатационные скважины вследствие негерметичности обсадных колонн.

Существенное влияние на процессы гипсообразования оказывают температура и давление. Более подробные исследования зависимости гипсообразования от температуры для условий объектов ОАО "Оренбургнефть" были проведены А.С. Пантелеевым. Лабораторные опыты проводились для насыщенного, по отношению к кальций- и сульфат-ионам, раствора (0,43 г/100 г Ca^{2+} ; 0,53 г/100 г SO_4^{2-}). Установлено, что с увеличением температуры резко сокращается время

начала выпадения гипса из раствора. При температуре 60–35 °С гипс выпадает через 1–3 мин, а при 5 °С гипс начинает выпадать только через 12 сут. В случае обедненного раствора (0,55 г/100 г SO_4^{2-} ; 0,12 г/100 г Ca^{2+}) с уменьшением температуры время начала выпадения гипса может увеличиться до бесконечности, т.е. при концентрации сульфат-ионов и ионов кальция, близкой к критической, температура может являться главным фактором, определяющим выпадение гипса. Снижение температуры при разработке продуктивных пластов не способствует, а ухудшает условия выпадения гипса даже из насыщенного раствора. Это подтверждается промышленными наблюдениями. В зимнее время трубы наземных коммуникаций реже забиваются гипсом по сравнению с летним периодом.

Известно, что растворимость гипса в воде имеет максимальные значения (2,05–2,11 г/л) в пределах температур 20–50 °С. При температурах выше и ниже указанных его растворимость резко снижается. Как показывают промышленные наблюдения, в первую очередь отложения гипса появляются на электродвигателе и рабочих колесах УЭЦН. Это вероятнее всего объясняется тем, что при работе электродвигателя насоса повышается его температура.

Влияние давления на гипсообразование изучали многие авторы. В исследованиях, проведенных А.С. Пантелеевым, температура в автоклаве поддерживалась 20–30 °С при следующей насыщенности воды: SO_4^{2-} – от 0,18 г/100 г; Ca^{2+} – от 0,78 до 0,13 г/100 г. По мнению автора, изменение давления в диапазонах, в каких оно меняется при разработке залежей нефти, не будет оказывать существенного влияния.

Таким образом, обобщая исследования известных авторов, можно выделить три основные причины выпадения гипса из попутно добываемых вод, представляющих собой насыщенные или близкие к насыщению растворы сульфата кальция.

Процесс высаливания гипса происходит, во-первых, в результате изменения термодинамических условий (давления и температуры) в пласте, на забое скважины и по пути движения водонефтегазового потока; во-вторых, на растворимость сульфата кальция, при прочих равных условиях, влияют концентрации других солей, находящихся в попутно добываемой воде; в-третьих, осаждение гипса могут стимулировать активные водорастворимые органические соединения.

Происходящие при этом процессы можно представить в виде схемы (рис. 9.5), на которой показано, что все причины, вызывающие процесс гипсоотложения из попутно добываемых вод нефтяных месторождений, можно условно подразделить на две категории. Первая – это причины, приводящие к обогащению попутно добываемых вод сульфат-ионами. Вторая – это причины, ведущие к выпадению гипса из попутно добываемых вод.

Следует отметить, что, несмотря на достаточно высокий уровень теоретических, экспериментальных исследований и промысловых наблюдений, еще недостаточно полно изучено влияние на образование и отложение НОС таких факторов, как наличие и состав нефти и газа в движущейся смеси; гидродинамика потока; режимы работы скважин и др.

Причины отложения карбоната кальция и магния

Карбонат кальция (кальцит) CaCO_3 – осадок, часто встречаемый в нефтепромысловой практике. Растворимость его в дистиллированной воде очень невелика. При температуре 25 °С и кон-



Рис. 9.5. Схема формирования состава попутно добываемых вод и выпадения гипса [96]

также с атмосферным воздухом она составляет 0,053 г/л, что примерно в 40 раз меньше растворимости гипса. Растворимость кальцита с повышением температуры существенно уменьшается (рис. 9.6). Поэтому по мере повышения температуры возможность отложения CaCO_3 увеличивается. Влиянием температурного фактора можно объяснить образование карбонатных осадков в некоторых глубоких нагнетательных скважинах с высокой пластовой температурой, куда закачивается вода, насыщенная карбонатом кальция в поверхностных условиях. Этим же обусловлено образование накипи на поверхности нагревателей водонефтяных эмульсий, в теплообменниках и т.д.

Существенное влияние на растворимость кальцита оказывает присутствие в воде CO_2 (рис. 9.7). В дистиллированной воде, полностью лишенной CO_2 , растворимость карбоната кальция при 25 °С составляет всего 0,014 г/л, т.е. снижается примерно в 4 раза по

Рис. 9.6. Зависимость растворимости CaCO_3 в воде от температуры при атмосферном давлении

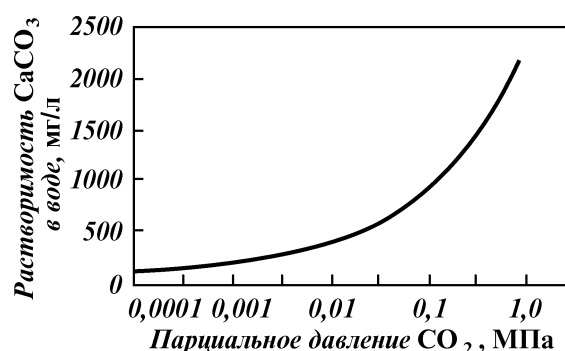
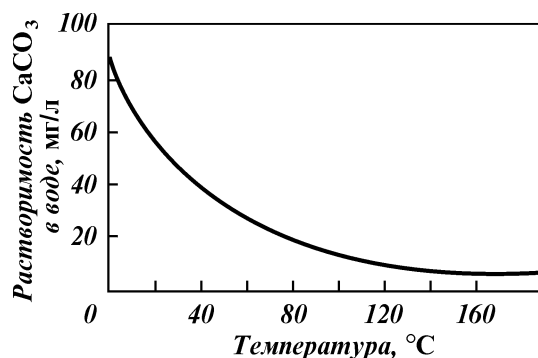
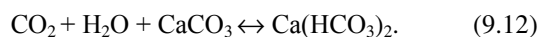


Рис. 9.7. Зависимость растворимости CaCO_3 в воде при температуре 25 °С от парциального давления CO_2

сравнению с растворимостью в воде, находящейся в равновесии с воздухом.

При растворении кальцита в воде, содержащей двуокись углерода, происходит химическая реакция с образованием хорошо растворимого бикарбоната кальция $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$:



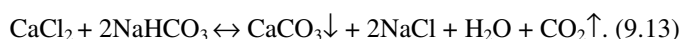
Для образования бикарбоната кальция и невыпадения кальцита из раствора необходимо некоторое количество свободной двуокиси углерода в воде.

Таким образом, снижение давления в системе газ – вода, приводящее к соответствующему снижению парциального давления CO_2 , может быть одной из причин уменьшения растворимости кальцита и выпадения его в осадок. Именно этот процесс вызывает частое отложение кальцита на стенках НКТ в добывающих скважинах выше глубины начала разгазирования нефти или выше точки ввода газа в НКТ в газлифтных скважинах.

В добывающих скважинах по мере подъема продукции происходит снижение температуры (при этом растворимость карбоната кальция увеличивается) и уменьшение давления (что вызывает понижение растворимости карбоната кальция). Поэтому при выяснении причин отложения карбонатных осадков в добывающих скважинах и системе сбора и подготовки нефти необходимо рассматривать совместное проявление этих двух противоположно направленных факторов.

На растворимость карбоната кальция значительное влияние оказывает реакция pH среды. В кислой среде растворимость кальцита значительно больше, чем в щелочной. По мере увеличения pH и щелочности воды вероятность выпадения карбонатных осадков повышается. Это связано с тем, что растворимость CO_2 также зависит от pH водных растворов: чем более кислая среда, тем больше в ней может быть растворено двуокиси углерода.

Одной из причин пересыщения попутных вод кальцитом является процесс смешивания несовместимых вод по химической реакции



Как показали исследования ряда авторов [23, 37, 86, 87, 101, 144 и др.], условия и причины отложения карбонатных солей гораздо более многообразны и зависят от большого числа разнонаправленных факторов, чем причины отложения всех других солей, встречающихся в нефтепромысловой практике.

Например, исследованиями С.Н. Маринина с соавторами (И.З. Ахметшина, Г.А. Бабалян) [23, 101] установлено, что на карбонатное равновесие существенное влияние могут оказывать природные амфотерные соединения, переходящие из нефти в воду.

Так, выделенные из нефти кислотные соединения при наличии нафтеновых и карбоновых кислот обладают эффективностью осаждения ионов кальция и магния из растворов на 90–100 % [101]. В этой же работе была выявлена ингибирующая активность активных компонентов нефти, выделенных из осадков и содержащих амфотерные соединения, которые состояли в основном из карбоновых кислот. Они, так же как и кислотные соединения из нефти, обладали эффективностью осаждения. При содержании их в растворе 0,01 % (по массе) эффективность осаждения иона кальция достигала 93 %, а иона магния – 63 % [101].

В некоторых случаях [37, 144 и др.] в составе НОС при добыче нефти встречаются осадки карбоната магния. Его образование происходит по схеме реакции (9.12) и (9.13).

Растворимость карбоната магния в дистиллированной воде составляет 0,223 г/л, т.е. почти в 4 раза превышает растворимость карбоната кальция. Как и для кальцита, растворимость карбоната магния растет с увеличением парциального давления CO_2 и уменьшается при повышении температуры.

Обычно карбонат магния не представляет такой опасности, как осадки карбоната кальция. Как правило, природные воды, содержащие магний, имеют в своем составе и кальций. Любое нарушение равновесия в воде, направленное на уменьшение растворимости карбоната магния, будет также уменьшать и растворимость карбоната кальция, который, как менее растворимый, первым начнет выпадать в осадок, что приведет к соответствующему снижению содержания карбонат-ионов в растворе. Поэтому, несмотря на существенное нарушение условий карбонатного равновесия, пластовые воды, содержащие кальций и магний, обычно выделяют осадки карбоната кальция [87].

Исключения из этого правила могут быть при смешении вод, одна из которых находится в равновесном состоянии по отношению к ионам Ca^{2+} , Mg^{2+} и CO_3^{2-} , а другая обогащена магнием. В этом случае карбонат магния может выпадать в осадок раньше карбоната кальция.

При температуре выше 82 °С карбонат магния разлагается с образованием гидратоксида магния по уравнению



Если из попутных вод выпадают и сульфатные, и карбонатные соли, то обычно наблюдается четкая локализация осадков: в НКТ, особенно в нижней половине скважины, преобладают сульфаты кальция и бария, а в наземных сооружениях отлагаются углекислые соли кальция и отчасти магния.

Причины отложения хлористого натрия (галита)

Хлористый натрий NaCl – основной солевой компонент практически всех пластовых вод. Галит – хорошо растворимое вещество, его растворимость в дистиллированной воде при температуре $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ составляет $363\text{ г}/1000\text{ г}$ воды [87]. Растворимость поваренной соли существенно увеличивается с ростом температуры. Влияние давления на растворимость NaCl невелико, повышение давления несколько увеличивает растворимость.

Отложения хлористого натрия при добыче нефти встречаются на тех месторождениях, где залежи нефти контактируют с высокоминерализованными рассолами. Например, минерализация пластовых вод нефтяных месторождений Белоруссии достигает $380\text{ г}/\text{л}$, в Иркутском районе (Марковское и другие месторождения) известны рассолы предельной концентрации до $600\text{--}650\text{ г}/\text{л}$, пластовые воды месторождения Хасси Месауд (Алжир) содержат до $450\text{ г}/\text{л}$ солей [87].

При обводнении нефтяных скважин этих месторождений пластовой водой отмечены многочисленные соляные пробки, причем осадок состоит почти исключительно из чистого галита NaCl .

На месторождениях, эксплуатирующихся с применением закачки воды, отложения галита встречаются сравнительно редко. Они отмечаются в тех скважинах, где попутная вода представлена пластовыми рассолами. По мере подхода нагнетаемой воды и образования смешанных вод появление галитных пробок прекращается, хотя и возможно образование других солей.

Основная причина выпадения хлористого натрия из попутной воды нефтяных месторождений – это снижение температуры и давления, приводящее к их перенасыщению солью.

9.4. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОТЛОЖЕНИЯ НОС ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Прогнозирование отложения сульфата кальция

Для предсказания возможного выпадения сульфатных солей часто используют упрощенные методы оценки насыщенности природных вод сульфат-ионом. Однако оценка насыщенности пластовых вод сульфатом кальция (гипс – $\text{CaSO}_4\cdot\text{H}_2\text{O}$, ангидрит – CaSO_4) по сульфат-иону носит приближенный характер. В связи с этим прогнозирование отложения сульфатных солей при добыче нефти с использованием данных методов является ориентировочным. В настоящее время предложено несколько методик прогнозирования отложения гипса при добыче нефти.

Наиболее достоверные результаты дают методы оценки насыщенности природных вод непосредственно сульфатом кальция, основанные на теории активности и экспериментальных данных по растворимости гипса в водных растворах солей.

Определение наличия или отсутствия равновесия между гипсом и пластовыми водами обычно производится путем сравнения произведения растворимости кальция L_{CaSO_4} с произведением активных концентраций ионов Ca^{2+} и SO_4^{2-} ($a_{Ca^{2+}} a_{SO_4^{2-}}$) при соответствующей температуре. Если $a_{Ca^{2+}} a_{SO_4^{2-}} > L_{CaSO_4}$, то раствор практически находится в равновесии или в состоянии пересыщения сульфатом кальция и возможно образование отложений солей сернокислого кальция. Если $a_{Ca^{2+}} a_{SO_4^{2-}} < L_{CaSO_4}$, то изучаемый водный раствор не насыщен сульфатом кальция и образование сернокислого кальция маловероятно.

Методика В.А. Панова, А.А. Емкова и Г.Н. Позднышева [119]. Для оценки перенасыщения гипсом пластовых вод в поверхностных условиях (25 °С) рекомендуют использовать следующую модификацию уравнения Дебая – Гюккеля:

$$\lg \gamma = - \frac{2,026 \sqrt{\mu}}{1 + 1,1 \sqrt{\mu}} + 0,0362 m_{Cl^-} + 0,0455 m_{Na^+} + 0,05 m_{Mg^{2+}}, \quad (9.15)$$

где γ – коэффициент активности сульфата кальция; μ – ионная сила раствора, г-ион/л; m_{Cl^-} , m_{Na^+} , $m_{Mg^{2+}}$ – концентрация соответствующих ионов в пластовой воде, г-ион/л.

Склонность пластовой воды к отложению гипса оценивается по коэффициенту пересыщения

$$S = C_{CaSO_4} / (C_{CaSO_4})_p, \quad (9.16)$$

где C_{CaSO_4} – фактическая концентрация гипса в пластовой воде, равная концентрации того из ионов, который присутствует в меньшем количестве; $(C_{CaSO_4})_p$ – равновесная концентрация гипса в пластовой воде.

При $S > 1$ пластовая вода пересыщена гипсом, который может выпадать в осадок; при $S < 1$ пластовая вода недонасыщена гипсом и выпадение осадка в объеме термодинамически невозможно.

Равновесную концентрацию гипса в пластовой воде авторы [119] рекомендуют вычислять по уравнениям, полученным с использованием экспериментальных данных растворимости гипса в растворах NaCl с различной ионной силой при 25 °С:

при избытке ионов Ca^{2+} в растворе

$$(C_{\text{CaSO}_4})_p = \frac{121,2}{C_{\text{Ca}^{2+}} \gamma^2}; \quad (9.17)$$

при избытке ионов SO_4^{2-} в растворе

$$(C_{\text{CaSO}_4})_p = \frac{121,2}{C_{\text{SO}_4^{2-}} \gamma^2}; \quad (9.18)$$

при равенстве ионов Ca^{2+} и SO_4^{2-} в растворе

$$(C_{\text{CaSO}_4})_p = \frac{11,009}{\gamma}, \quad (9.19)$$

где $C_{\text{Ca}^{2+}}$, $C_{\text{SO}_4^{2-}}$ – фактические концентрации ионов в исследуемом растворе, мг·экв/л.

Метод В.П. Зверева [65]. На основании теории активности и экспериментальных данных о растворимости гипса в водных растворах предложена методика, позволяющая непосредственно по данным шестикомпонентного анализа воды, выраженного в миллиграмм-эквивалентной форме, количественно определять степень насыщенности природных вод сульфатом кальция.

Методика рассчитана для растворов с ионной силой до 5,5 (минерализация воды до 300 г/л) и температурой от 0 до 40 °С.

В случае существенного различия концентраций кальция и сульфат-иона оценку степени насыщенности вод сульфатом кальция рекомендуется производить по уравнению

$$x_{\text{CaSO}_4} = 34 \left\{ \sqrt{([Ca^{2+}] - [SO_4^{2-}]) + 4[Ca^{2+}]_1[SO_4^{2-}]_1} + ([Ca^{2+}] + [SO_4^{2-}]) \right\}, \quad (9.20)$$

где x_{CaSO_4} – дефицит насыщения гипсом изучаемой пробы воды, мг/л; $[Ca^{2+}]$, $[SO_4^{2-}]$ – фактические концентрации ионов соответственно Ca^{2+} и SO_4^{2-} в изучаемой воде, мг·экв/л; $[Ca^{2+}]_1$, $[SO_4^{2-}]_1$ – произведение миллиграмм-эквивалентных концентраций ионов соответственно Ca^{2+} и SO_4^{2-} в насыщенном сульфатом кальция растворе. Оно определяется соответственно температуре по номограмме (рис. 9.8) в зависимости от выражения

$$\sum X_1 Z_1 - 2([Ca^{2+}] + [SO_4^{2-}]), \quad (9.21)$$

которое вычисляется по данным химического анализа. Выражение $\sum X_1 Z_1$ представляет сумму произведений миллиграмм-эквивалентных

концентраций ионов Na^+ , Mg^{2+} , Cl^- , HCO_3^- , Ca^{2+} , SO_4^{2-} на их валентности.

Положительное значение в формуле (9.21) означает дефицит, отрицательное – пересыщение.

Метод А.И. Чистовского. В методе предложен графический способ прогнозирования выпадения сульфатных осадков при разработке нефтяных месторождений с заводнением с учетом возможного выщелачивания сульфатонесных пород-коллекторов, в результате чего воды обогащаются сульфатами.

Суть метода заключается в следующем.

1. На график растворимости сульфата кальция в координатах ($\text{Ca} - \text{SO}_4$) (рис. 9.9) наносятся две точки A и B , соответствующие составу исследуемых вод (A – закачиваемой в пласт, B – пластовой).

2. Строится кривая растворимости сульфатов кальция в смеси исследуемых вод (см. рис. 9.9, кривая 4). Для этого расстояния между точками анализа двух вод по оси абсцисс разбиваются пропорционально разности минерализации этих вод, т.е. строится шкала минерализации получаемых смесей. Затем из точек различной минерализации смесей (10, 20, 30 г/л и т.д.) восстанавливаются перпендикуляры до пересечения их с кривыми растворимости для тех же значений минерализации, и полученные точки соединяются плавной линией. Полученная кривая 4 отражает содержание сульфатов для всех значений минерализации и количества кальция в смесях анализируемых вод, т.е. является кривой растворимости сульфата кальция в смесях вод.

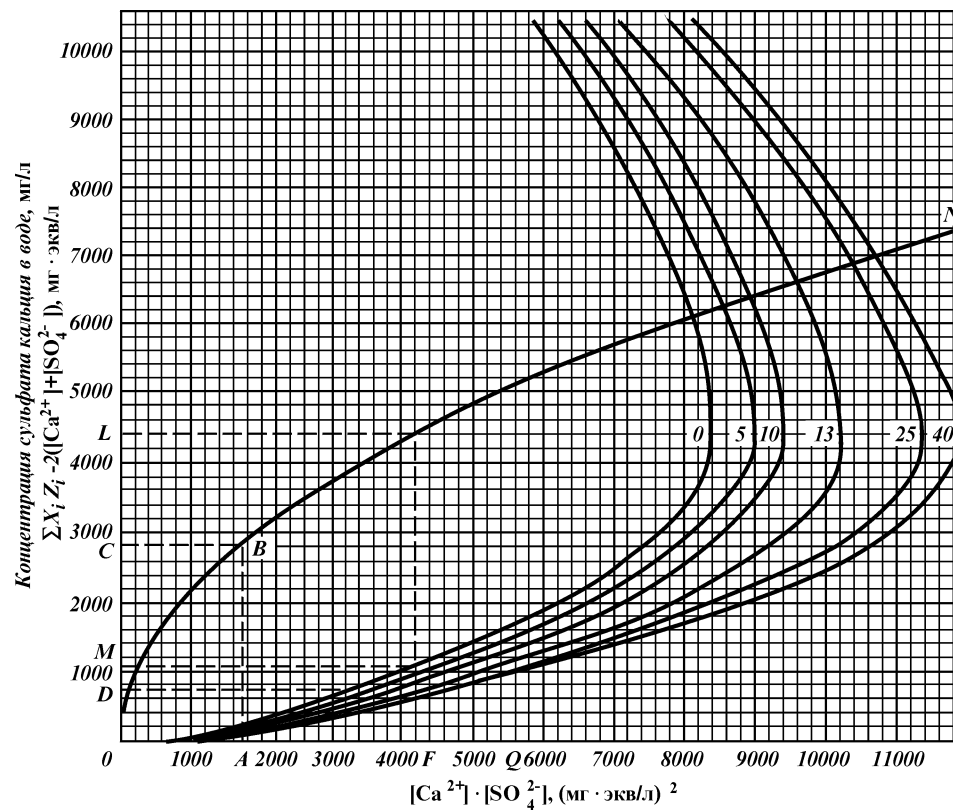


Рис. 9.8. Номограмма для определения степени насыщения природных вод сульфатом кальция с ионной силой до 5,5 г-ион/л и температурой от 0 до 40 °С (по

В.П. Звереву).

Цифры на кривых – температура, °С

3. Если породы продуктивного пласта не засульфачены и смеси вод не могут дополнительно обогащаться, то точки A и B соединяются прямой линией (которая показывает содержание сульфатов кальция в смесях) и сравнивается положение этой линии с линией смешивания.

4. Если породы продуктивного пласта содержат гипс, то при фильтрации воды по пласту она может выщелачивать его, насыщаясь сульфатами и изменяя свой состав. Поэтому вместо точки A необходимо нанести на график точку A' , соответствующую максимальному содержанию сульфатов в смеси вод. Точка A' определяется пересечением кривой растворимости в смесях с линией насыщения или выщелачивания гипса (см. рис. 9.9, прямая I). Линия $A'B$ будет представлять фактическую линию смешивания вод в гипсоносной породе (в отличие от линии AB , характеризующей смешивание без учета выщелачивания гипса). Сравнение линий смешивания $A'B$ с кривой растворимости сульфата кальция в смесях (кривая 4) показывает, при каком составе (минерализации) смесей вод возможно выпадение гипса (линия $A'B$ выше кривой растворимости) и при каком гипс находится в растворенном состоянии (линия $A'B$ ниже кривой растворимости). Из примера (см. рис. 9.9) видно, что вся попутная вода во всем диапазоне минерализации обладает потенциальной возможностью отложения гипса (заштрихованная площадь), причем наибольшая перенасыщенность гипсом характерна для попутных вод при минерализации 60–120 г/л.

Данная методика позволяет количественно прогнозировать возможность выпадения сульфатных осадков.

Неудобством методики А.И. Чистовского являются трудоемкость и необходимость предварительного составления графиков растворимости соответствующих сульфатов применительно к конкретным условиям.

Методика Г.А. Стиффа и Л.Е. Девиса. Прогноз по данной методике осуществляется с применением следующей формулы:

$$S_0 = S_p F_1 F_2 F_3, \quad (9.22)$$

где S_0 – растворимость CaSO_4 в данных условиях; S_p – растворимость CaSO_4 в дистиллированной воде при соответствующей температуре (рис. 9.10); F_1 – поправочный коэффициент за счет общего иона Ca^{2+} или SO_4^{2-} , находящегося



A – закачиваемая вода; B – пластовая вода; A' – закачиваемая вода, обогащенная сульфатом за счет выщелачивания гипса из пород пласта-коллектора; I – щелачивание; 2, 3 – смешение; 4 – растворимость в смесях вод сульфата кальция; цифры на кривых – минерализация сточных вод, г/л

470

присутствии ионов Na^+ (рис. 9.12); F_3 – поправочный коэффициент, учитывающий влияние ионов Mg^{2+} на растворимость CaSO_4 (рис. 9.13).

Графики для определения поправочных коэффициентов F_1 , F_2 , F_3 построены на основании экспериментальных данных для вод с $\text{pH} = 6\div 8$.

Расчеты проводятся в следующей последовательности:

строится диаграмма смешивания двух исследуемых вод (в мг·экв/л), по которой можно определить химический состав смеси в любой пропорции (рис. 9.14);

в соответствии с составом смеси с использованием вышеуказанных графиков по формуле (9.19) вычисляется растворимость CaSO_4 во всем диапазоне смешиваемых вод и по полученным значениям на диаграмме смешивания строится кривая растворимости (см. рис. 9.14, кривая 1);

сравнивается кривая растворимости CaSO_4 с содержанием Ca^{2+} и SO_4^{2-} в смеси.

Выпадение сульфата кальция в осадок возможно только при таком составе смеси, когда кривая растворимости располагается ниже значений концентрации Ca^{2+} или SO_4^{2-} в зависимости от того, какого иона содержится меньше (см. рис. 9.14).

Методика Г.А. Стиффа и Л.Е. Девиса не всегда оправдывается на практике. В ней не учтено влияние на изменение растворимости CaSO_4 pH воды более 8,0 или менее 6,0, а также влияние таких

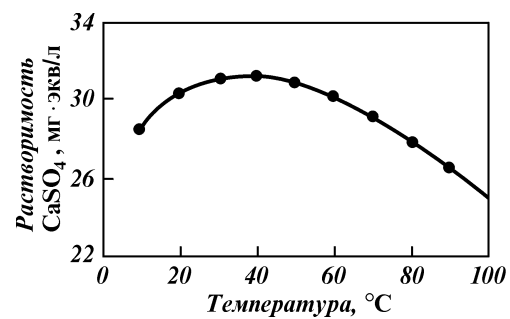


Рис. 9.10. Растворимость сульфата кальция в дистиллированной воде в зависимости от температуры [144]

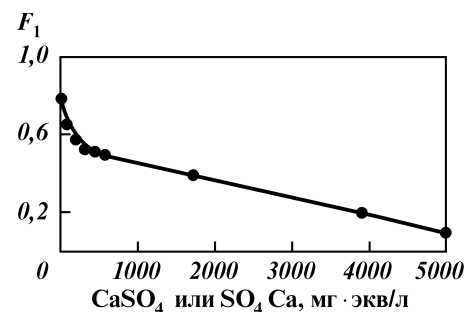


Рис. 9.11. Растворимость сульфата кальция в присутствии общего иона (Ca^{2+} или SO_4^{2-}) [144]

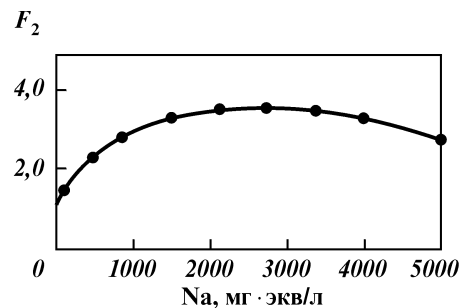


Рис. 9.12. Растворимость сульфата кальция в присутствии ионов Na^+ [144]

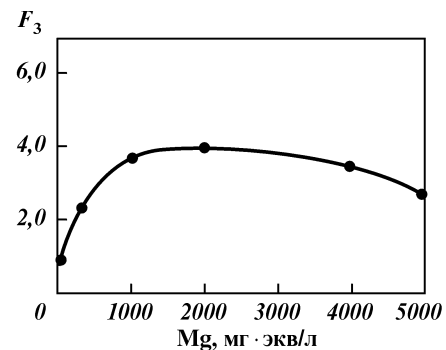


Рис. 9.13. Растворимость сульфата кальция в присутствии ионов Mg^{2+} [144]

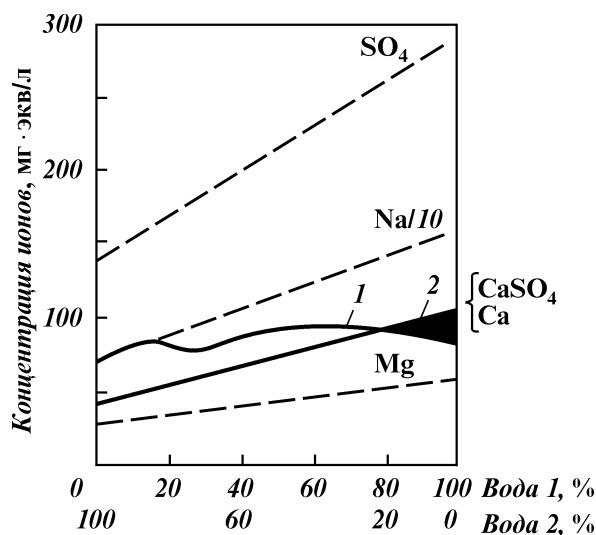


Рис. 9.14. Диаграмма смешивания двух вод при концентрации ионов в смеси:
1 – кривая растворимости CaSO_4 в смеси вод; 2 – область выпадения CaSO_4 в осадок

ионов, как барий, стронций, калий и др. Кроме того, не учтено возможное дополнительное поступление сульфат-ионов за счет выщелачивания сульфатных пород и других обменных процессов в пласте.

Следует отметить, что все рассмотренные методы прогноза выпадения сульфата кальция заведомо учитывают наиболее жесткие условия, которые фактически могут и не существовать. Это объясняется двумя обстоятельствами. Во-первых, при прогнозах принимается, что выпадение осадков будет происходить всегда, когда произведение концентраций превысит произведение растворимости, т.е. не учитывается возможность существования пересыщенных растворов. Однако эта возможность вполне реальна и доказана массовым промышленным материалом и специально поставленными опытами. Во-вторых, все расчеты и диаграммы смешивания не учитывают сульфатредукции. Вследствие уничтожения сульфат-ионов бактериями фактическое их количество может оказаться существенно меньшим, чем прогнозируется по диаграммам смешивания, и поэтому образование сульфатных осадков будет затруднено.

Указанные обстоятельства влияют на точность прогноза в большей степени, чем пренебрежение температурой и давлением, что еще раз свидетельствует о допустимости неучета последних факторов.

Пересыщенность растворов и сульфатредукция сказываются прежде всего на количественной оценке сульфатных осадков, которая

не может претендовать на высокую точность. Иногда эти обстоятельства могут изменить и качественную картину прогноза. Однако существенно, что методы прогноза дают завышенный диапазон возможности образования осадков, т.е. в некоторых случаях, когда по прогнозу их образование вероятно, фактически сульфаты выпасть не будут. Этим создается определенный «запас прочности» прогнозных расчетов. Напротив, отрицательный прогноз является достоверным. Эти особенности относятся к расчетным методам прогноза выпадения не только сульфата кальция, но и других сульфатных солей – сульфата бария и сульфата стронция.

Прогнозирование образования карбоната кальция

Прогноз возможности выпадения карбоната кальция (CaCO_3) при добыче нефти с заводнением залежи основывается на учете процессов, способствующих образованию твердого осадка из водных растворов – смешение несовместимых вод, движущихся вместе с нефтью; разложение бикарбоната кальция в результате изменения физико-химических условий; уменьшение растворимости CaCO_3 в воде при падении давления и пр.

Растворимость карбоната кальция в значительной степени зависит от содержания в воде двуокиси углерода, которая при динамическом равновесии находится в определенных количественных соотношениях с бикарбонатным (HCO_3^-) и карбонатным (CO_3^{2-}) ионами. Содержание двуокиси углерода в высокоминерализованных водах трудно определяемо. Однако количественные соотношения между CO_2 , HCO_3^- , CO_3^{2-} (карбонатное равновесие) могут определяться концентрацией ионов водорода (величиной pH, которая характеризуется условием равновесия между жидкой фазой, с одной стороны, и твердой и газообразной – с другой).

На этом основан прогноз возможности осаждения карбоната кальция путем сравнения фактического pH воды с расчетным значением pH при насыщении данной воды карбонатом кальция. За показатель солеотложения обычно принимают индексы насыщения JS и стабильности JS_s .

Индекс насыщения $JS = \text{pH} - \text{pH}_s$. При его положительных значениях, когда фактическое значение pH больше расчетного pH_s , вода обладает тенденцией отлагать осадок карбоната кальция. Если же индекс насыщения отрицательный, то данная вода способна растворять карбонат кальция, являясь агрессивной. В случае $JS = 0$, $\text{pH} = \text{pH}_s$, вода находится в состоянии равновесного насыщения карбонатом кальция. Обычно считается, что вода способна выделять осадок карбоната кальция при $JS > 0,5 \div 0,7$. Индекс насыщения позволяет лишь качественно оценивать способность воды отлагать или растворять карбонат кальция.

Индекс стабильности дает возможность производить полуколичественную оценку солеотложения и определяется по выражению

$$JS_1 = 2pH_s - pH. \quad (9.23)$$

Оценка способности отлагать или растворять карбонат кальция производится по следующим значениям индекса стабильности: при $JS_i > 8,7$ вода очень агрессивная, осадок $CaCO_3$ не образуется; при $8,7 > JS_i > 6,9$ вода среднеагрессивная; при $6,9 > JS_i > 6,4$ вода стабильная; при $6,4 > JS_i > 3,7$ вода выделяет осадок $CaCO_3$; при $3,7 > JS_i$ вода сильно перенасыщена $CaCO_3$, образует осадок.

Различие между индексами насыщения и стабильности можно иллюстрировать следующим примером. Одна из вод имеет $pH = 6,5$ и $pH_s = 6,0$, а другая – $pH = 9,5$ и $pH_s = 9,0$. Согласно этим данным индексы насыщения вод $JS = +5$, т.е. воды не различаются. В то же время по индексу стабильности эти воды различны: для первой воды $JS_i = 5,5$, для второй $JS_i = 8,5$. Таким образом, согласно индексу стабильности, из первой воды возможно выпадение осадка карбоната кальция, тогда как во второй воде $CaCO_3$ будет растворяться.

При расчете величины pH_s – равновесного насыщения воды карбонатом кальция для минерализованных вод нефтяных месторождений используется выражение Г.А. Стиффа и Л.Е. Девиса:

$$pH_s = pCa + pЩ + k_0, \quad (9.24)$$

где pCa – отрицательный логарифм концентрации ионов кальция, мг/л; $pЩ$ – отрицательный логарифм концентрации ионов слабых кислот (щелочности), мг/л; k_0 – константа, определяемая минерализацией или ионной силой раствора и являющаяся функцией температуры.

Номограмма, используемая для определения константы k_0 , приведена на рис. 9.15.

В пластовых водах слабые кислоты обычно представлены бикарбонат-ионом, поэтому в большинстве случаев $pЩ = pHCO_3$.

Методика Стиффа–Девиса использовалась при оценке стабильности вод из скважин Самотлорского нефтяного месторождения [100], эксплуатирующихся в условиях отложения карбоната кальция, и показала лишь приближенные результаты. Из более 50 опробованных добывающих скважин в 40 % результаты расчета не согласовались с промысловыми данными.

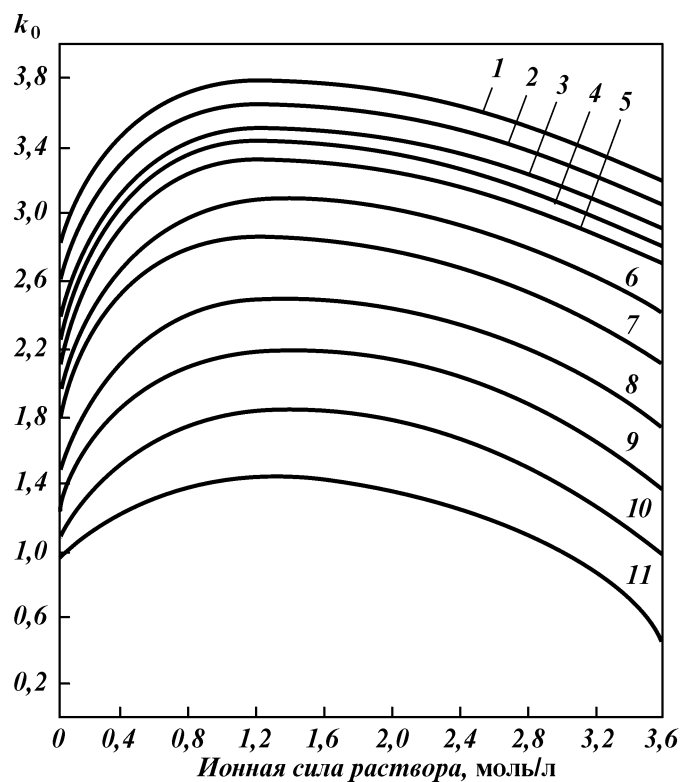


Рис. 9.15. Зависимость k_0 от ионной силы раствора при различной температуре, °C:

1 – 0; 2 – 10; 3 – 20; 4 – 25; 5 – 30; 6 – 40; 7 – 50; 8 – 60; 9 – 70; 10 – 80; 11 – 90

Следует отметить, что при применении методики Стиффа–Девиса использование замеров pH по пробам воды в поверхностных условиях по истечении длительного времени после их отбора существенно искажает фактическую картину.

При прогнозировании выпадения карбоната кальция на участках обводнения залежей нефти используются расчетные методы на основе теории ионного строения раствора Дебая–Гюккеля. При этом изучается карбонатное равновесие попутно добываемых с нефтью вод и оценивается степень их насыщенности CaCO_3 по коэффициенту

$$S_1 = PP_{\text{CaCO}_3} / L_{\text{CaCO}_3}, \quad (9.25)$$

где S_1 – коэффициент насыщенности CaCO_3 ; PP_{CaCO_3} – произведение растворимости карбоната кальция исследуемой воды; L_{CaCO_3} –

Таблица 9.7

Значения величин, используемых при расчете карбонатного равновесия [87, 144]

Температура, °С	Константа диссоциации угольной кислоты первой ступени, $K_1 \cdot 10^7$	Константа диссоциации угольной кислоты второй ступени, $K_{II} \cdot 10^{11}$	Произведение растворимости CaCO_3 , $L_{\text{CaCO}_3} \cdot 10^9$	$(LK_I/K_{II}) \cdot 10^5$
0	2,66	2,37	5,50	6,17
10	3,44	3,27	4,84	5,12
20	4,15	4,20	4,17	4,12
30	4,71	5,15	3,51	3,21
40	5,06	6,03	2,88	2,42
50	5,16	6,74	2,32	1,78
60	5,02	7,25	1,82	1,26
70	4,69	7,52	1,40	0,87
75	4,42	7,59	1,24	0,72

Примечание. Давление учитывается коэффициентом $(1+0,012p)$ (где p – давление, МПа), на который нужно умножить значение LK_I/K_{II} .

термодинамическое произведение растворимости карбоната кальция, соответствующее произведению растворимости карбоната кальция и равновесному состоянию карбонатных соединений в системе и являющееся постоянным при данных температуре и давлении.

Если $S_1 > 1$, то возможно выпадение осадка карбоната кальция. При $S_1 < 1$ раствор недонасыщен карбонатом кальция и выпадение осадка происходить не должно.

Численные значения константы L_{CaCO_3} для различных термодинамических условий приведены в табл. 9.7.

Произведение растворимости карбоната кальция PP_{CaCO_3} определяется по коэффициентам активности γ солеобразующих ионов и их ионной (молярной) концентрации m в растворе

$$PP_{\text{CaCO}_3} = \gamma_{\text{Ca}^{2+}} m_{\text{Ca}^{2+}} \gamma_{\text{CO}_3^{2-}} m_{\text{CO}_3^{2-}}. \quad (9.26)$$

Пересчет состава попутно добываемой воды в форму молярности (в моль/л) производится по соотношениям

$$m = \frac{b}{1000M} \quad \text{или} \quad m = \frac{CJ}{1000M}, \quad (9.27)$$

где b – концентрация иона, мг/л; C – концентрация иона, мг-экв/л; M – молекулярная или атомная масса; J – эквивалентный вес.

Значение коэффициента активности зависит от ионной силы раствора μ и для индивидуального иона в разбавленных растворах определяется по формуле Дебая–Гюккеля [87].

А.С. Равенская и О.А. Черников (1980 г.) для прогнозирования отложений кальция в процессах добычи нефти предлагают с использованием вышеприведенных расчетов построение карт распределения коэффициента насыщения CaCO_3 в попутно добываемых водах из скважин в различные стадии их обводнения. Выполненные ими исследования для ряда нефтяных месторождений Западной Сибири показали, что в тех зонах, где происходило выпадение кальция, попутно добываемые воды отличались высокими значениями коэффициента насыщения ($S_1 \geq 1\div 2$), а там, где соли не обнаруживались, $S_1 < 1\div 2$.

9.5. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ НОС

В отечественной и зарубежной практике известны различные методы борьбы с отложениями неорганических солей при добыче нефти. В общем случае все они подразделяются на методы, предотвращающие отложение НОС, и методы борьбы с уже выпавшими осадками.

Многолетний опыт борьбы с отложениями неорганических солей показал, что наиболее эффективны методы, основанные на предупреждении отложения солей. При этом правильный выбор метода может быть сделан лишь на основе тщательного изучения гидрохимической и термодинамической обстановки по эксплуатационным объектам, с выявлением основных причин, вызывающих перенасыщение попутно добываемых вод солеобразующими ионами, поскольку выпадение и отложение неорганических солей зависят от условий, при которых нарушается химическое равновесие системы, т.е. при переходе попутных вод в состояние перенасыщения.

Перенасыщение попутно добываемых вод солеобразующими ионами может быть вызвано изменением температуры, давления, а также смешиванием растворов солей различного состава с образованием нового раствора, в котором содержание ионов слаборастворимых солей оказывается в избытке.

Формирование отложений НОС на поверхности оборудования зависит также от свойств подложки, электрокинетических и других физико-химических явлений, происходящих на поверхности раздела фаз.

В реальных технологических процессах добычи, сбора и подготовки нефти многие явления происходят одновременно, что усложняет исследование формирования отложений в целом.

Существенные затруднения в выявлении причин выпадения солей возникают из-за отсутствия систематической достоверной информации по гидрохимическим и гидрогеологическим изменениям на разрабатываемых объектах в течение длительного времени.

Общепринятой классификации способов предупреждения отложения неорганических солей нет. Однако в имеющихся по этой проблеме публикациях разных авторов сделаны попытки решить эту задачу. Представляет интерес классификация способов предупреждения отложения НОС, предложенная в работе [133] и в измененном виде приведенная на рис. 9.16.

В настоящее время разрабатываемые и применяемые методы предупреждения отложения НОС можно разделить на две группы – безреагентные и химические.

К *безреагентным методам* предотвращения отложения солей относятся: обоснованный выбор источников водоснабжения систем поддержания пластового давления; воздействие на перенасыщенные солями растворы магнитными, силовыми и акустическими полями; использование защитных покрытий труб и другого оборудования. К этой же группе относятся и мероприятия, основанные на изменении технологических факторов добычи нефти: своевременное проведение необходимых водоизоляционных работ; ограничение движения воды в высокопроницаемых пропластках послойно-неоднородного продуктивного пласта; поддержание повышенных давлений на забоях добывающих скважин; использование хвостовиков, диспергаторов; различные конструктивные изменения в устройстве применяемого оборудования.



Рис. 9.16. Классификация методов предупреждения отложения неорганических солей

Важным технологическим методом предупреждения солеотложения является своевременное проведение водоизоляционных работ в скважинах. Практика показывает, что сравнительно резкое изменение состава попутно добываемой воды и, как следствие этого, интенсивное отложение НОС может происходить за счет прорыва вод из других водоносных горизонтов через нарушения целостности цементного кольца и обсадной колонны, возникающие в процессе эксплуатации скважины. При этом самое эффективное средство предотвращения отложения солей – ремонт скважины с ликвидацией обнаруженных нарушений.

Значительный эффект по снижению интенсивности отложения солей дает селективная изоляция обводнившихся пропластков послойно-неоднородного продуктивного пласта, поскольку при сокращении притока воды, перенасыщенной солями, уменьшается и отложение солей.

Перспективным является метод, основанный на выборе оптимального значения забойного давления, поскольку значение равновесной концентрации сульфата кальция зависит от давления в насыщенном гипсом растворе. Повышение давления на забоях добывающих скважин приводит к уменьшению их дебитов. Чтобы не допустить этого, необходимо предусматривать повышение давления нагнетания воды на линиях нагнетательных скважин или организацию очагового заводнения. В каждом конкретном случае целесообразность повышения давления нагнетания для уменьшения интенсивности солеотложения необходимо определять путем проведения технико-экономических расчетов.

К конструктивным изменениям относится применение различных устройств, способных изменять структуры и скорость движения газожидкостной смеси в скважине или условия кристаллизации солей. Скважинные штуцеры, диспергаторы, хвостовики, спускаемые до интервала перфорации, эмульгируют добываемую воду в нефти. Это уменьшает вероятность контакта воды со стенками насосно-компрессорных труб и другого промышленного оборудования.

Способ предупреждения образования НОС путем воздействия магнитных полей на газожидкостные смеси изучался Д.М. Агларовым, Г.В. Кострюковым, А.Д. Голиковым, Ш.Н. Алиевым, В.С. Дроновым и др. Известные данные о влиянии магнитного поля на кристаллизацию и отложение НОС весьма противоречивы. Теоретические исследования, выполненные А.Н. Лычевым и А.И. Черемисиным, показали, что влияние магнитного поля на параметры фазового перехода в водных растворах солей невелико.

Влияние электромагнитного поля на процессы кристаллизации связано, очевидно, с действием магнитной и электрической составляющих. Установлено, что под воздействием электромагнитного поля изменяются структуры солей и общая масса отложения,

приходящегося на единицу поверхности, снижается адгезионная прочность солей с поверхностью металлического оборудования.

Эффективность применения акустических излучателей и ультразвуковых генераторов для предотвращения отложения солей изучалась многими авторами. Установки для предупреждения отложения НОС в подземном и наземном нефтепромысловом оборудовании, основанные на использовании акустических полей, испытаны на месторождениях Северного Кавказа и Западной Сибири. Обзор этих работ показывает, что в ультразвуковом диапазоне частот акустическое поле, создаваемое излучателями, уменьшает интенсивность отложения солей на поверхности оборудования. Широкое применение акустических излучателей в промысловых условиях требует дальнейших исследований и опытно-промышленных испытаний.

Одним из безреагентных способов повышения работоспособности нефтепромыслового оборудования в условиях отложения НОС может быть применение защитных покрытий. Имеется положительный опыт применения НКТ с покрытием внутренней поверхности стеклом, эмалями и лаками. На Самотлорском месторождении испытывались ПЭЦН, центробежные колеса и направляющие, аппараты которых были покрыты пентапластом или были изготовлены из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом, пентапластом с графитом и алюминием. Промысловые данные показали увеличение надежности работы УЭЦН и межремонтного периода их работы. Покрытие из пентапласта не предотвращает полностью отложения солей, однако снижает интенсивность роста их образования. Поэтому оборудование с защитным покрытием следует применять в скважинах с умеренной скоростью солеотложения. В условиях же интенсивного отложения солей одновременно с использованием защитных покрытий целесообразно применять химические реагенты.

В литературе приводятся весьма противоречивые данные о возможности применения защитных покрытий для предотвращения солеотложений. Вопрос о перспективах их использования остается открытым. Это объясняется недостаточной изученностью критериев, определяющих эффективность полимеров, отсутствием единого мнения о требованиях, которым они должны удовлетворять.

Необходимо отметить, что, несмотря на безусловную целесообразность широкого применения при добыче нефти безреагентных методов, они не позволяют существенно ослабить процессы отложения солей, а лишь несколько увеличивают продолжительность нормальной работы скважины и оборудования.

Химические методы. Из известных способов предупреждения отложения неорганических солей при добыче нефти, наиболее эффективным и технологичным является способ применения химических реагентов-ингибиторов. В результате лабораторных и

промышленных исследований, посвященных проблеме борьбы с образованием НОС на нефтяных месторождениях, было предложено и испытано множество химических реагентов-ингибиторов, предотвращающих эти отложения.

Химические способы борьбы с солеотложением основаны на применении реагентов, препятствующих отложению солей на поверхности промышленного оборудования. В практике нефтедобычи за рубежом этот метод является основным. Как показал опыт зарубежной и отечественной нефтедобывающей промышленности, применение химических реагентов позволяет получить качественную и продолжительную защиту оборудования от солеотложения при сравнительно небольших затратах.

Все известные ингибиторы отложения минеральных солей можно подразделить на две большие группы:

однокомпонентные, представленные определенным типом химического соединения;

многокомпонентные, составленные из различных химических соединений.

Многокомпонентные ингибирующие композиции готовят из двух и более компонентов и условно подразделяют на две большие подгруппы:

составы, в которых один из компонентов не является ингибитором отложений солей. Кроме ингибитора такие составы содержат поверхностно-активное вещество неионогенного типа, которое или усиливает действие ингибирующей добавки, или имеет другое самостоятельное значение, но не ухудшает при этом действия ингибирующего компонента;

составы, в которых все компоненты являются ингибиторами отложений солей.

Большую группу ингибирующих препаратов составляют композиции, содержащие в качестве ингибитора отложений минеральных солей конденсированные полифосфаты, производные полиакриловой кислоты, фосфоновые кислоты, многоатомные спирты, эфиры фосфоновой кислоты, серосодержащие соединения.

В зависимости от механизма действия ингибиторы солеотложения делятся в основном на три типа [87].

Хелаты – вещества, способные связывать ионы кальция, бария или железа и препятствовать их реакции с ионами сульфата и карбоната. Высокая эффективность от применения этих веществ может быть получена при дозировке их в стехиометрических количествах. При больших значениях перенасыщения применение этих ингибиторов экономически не оправдывается.

Ингибиторы "порогового" действия – вещества, добавление которых в минимальных количествах в раствор препятствует зарождению и

росту кристаллов солей и, следовательно, накоплению их на поверхности оборудования.

Кристаллоразрушающие ингибиторы не препятствуют кристаллизации солей, а лишь видоизменяют форму кристаллов.

Следует отметить, что такое разделение ингибиторов по предлагаемому механизму действия весьма условно.

В настоящее время установлены требования к физико-химическим характеристикам ингибиторов солеотложений. Важнейшее из них – высокая эффективность ингибирования процессов отложения солей, низкая температура замерзания (до минус 50 °С), низкая коррозионная агрессивность, малая токсичность, совместимость с пластовыми водами, отсутствие отрицательного влияния на процессы подготовки нефти, способность хорошо адсорбироваться и медленно десорбироваться с породы пласта.

В работах [87, 144] даны классификация большинства известных ингибиторов отложения неорганических солей и достаточно глубокий анализ их эффективности. Поэтому ограничимся лишь кратким обзором тех ингибиторов, которые нашли широкое применение в практике нефтедобычи.

Полиакриламид (ПАА) – ингибитор анионного типа, активным началом которого являются полимеры акрилового ряда. Его применение основано на способности образовывать на ингибируемой поверхности мономолекулярную пленку, которая является защитным барьером для отложения солей. Рекомендуется применять гидролизированный ПАА с молекулярной массой 10000–20000. Для предотвращения отложения солей в скважинах производится промывка скважин водным раствором с содержанием 10–60 г/м³ ПАА. В связи с применением ПАА для увеличения нефтеотдачи пластов положительные результаты по ингибированию отложения солей могут быть получены при закачке растворов ПАА в пласт через водонагнетательные скважины. При этом оптимальная дозировка ПАА составляет 10–20 г/м³ закачиваемой воды.

Гидролизированный полиакрилонитрил (гипан) – реагент, который по химической природе и механизму ингибирования аналогичен предыдущему. Рекомендуется применять гипан с молекулярной массой от 20000 до 100000. Оптимальные дозировки 5–10 г/м³ обрабатываемой воды. Рекомендуется применять в системах подготовки воды, бойлерах и для обработки скважин путем промывки.

Гексаметафосфат натрия (NaPO_3)₆ и триполифосфат натрия (ТПФН). До 1980 г. отечественная промышленность выпускала только ингибиторы из класса неорганических полифосфатов – гексаметафосфат (ГМФН) и триполифосфат натрия (ТПФН) (NaPO_3)₆, которые впервые применены в объединениях "Грознефть" и "Оренбургнефть". Так, в б. ПО "Оренбургнефть" при защите сырьевых теплообменников от отложений гипса (Заглядинская УКПН, НГДУ

"Бугурусланнефть") был использован гексаметафосфат натрия (ГМФН). В теплообменниках находилась девонская нефть с 50%-ной обводненностью до 50 °С. Причиной отложения гипса явилось высокое пересыщение хлоркальциевых вод сульфатом кальция.

ГМФН растворяли в воде в 200-литровой емкости при перемешивании сжатым воздухом и использовали в виде 1%-ного раствора. Ингибитор дозировали в водонефтяную эмульсию перед теплообменниками из расчета 10 г/м³ попутной воды. Через 4 мес при визуальном осмотре вскрытого теплообменника был обнаружен лишь небольшой слой рыхлого осадка темного цвета, который легко удалялся струей воды.

Применение ГМФН на втором участке Байтуганской ТХУ для защиты теплообменников типа "труба в трубе" дало аналогичные результаты. Здесь нефть подогревали с помощью пара, подаваемого по внутренней трубе диаметром 63 мм теплообменника. Водонефтяная эмульсия прокачивалась через внешнюю теплоизолированную трубу диаметром 200 мм и подогревалась до 60–70 °С. Постоянный расход ГМФН поддерживался на уровне 10 г на 1 м³ воды, содержащейся в эмульсии на входе в теплообменник. Ежемесячная профилактическая очистка трубы теплообменника с помощью специального замкового приспособления позволяла постоянно поддерживать аппарат в рабочем состоянии. Межремонтный период эксплуатации теплообменников возрос в несколько раз.

В 80-е годы для нагрева водонефтяных эмульсий на промыслах широкое применение получили аппараты УДО, на жаровых трубах которых интенсивно образовывались солевые отложения. Отложение солей происходило и в запорной арматуре, линиях подачи эмульсии, дренажных линиях откачки воды, рабочих колесах насоса. В условиях Узеньского месторождения аварийное состояние УДО наступало через 80 сут работы [118].

Для борьбы с солевыми отложениями был применен 1%-ный раствор триполифосфата натрия в пресной воде в количестве 20 мг/л. Установлено, что с подачей ТПФН процесс солеотложения значительно замедляется, но полностью не прекращается. При этом изменяется характер отложений: плотные отложения не образуются; содержание сульфата кальция, магния и бария в зоне конвективного нагрева снизилось, а карбоната кальция возросло от 38,9 до 64 %.

В 1979 г. на Бобровском месторождении для защиты печей БН-5,4 от сложной гипсовой накипи был также применен ТПФН. Испытания не дали значительного эффекта, что было объяснено низкой температурной стабильностью ТПФН (50–100 °С). Конденсированные фосфаты при температурах выше 50 °С гидролизуются и переходят в ортофосфаты. Последние способны образовывать плотные слои ортофосфата кальция с более низкой теплопроводностью, чем исходная гипсовая накипь.

Более широко применялся для замедления процессов отложения НОС при добыче нефти ГМФН. Этому способствовали низкая стоимость, доступность, достаточная эффективность при небольших концентрациях реагента, простота в обращении и др.

Гексаметафосфат натрия хорошо растворяется в воде, адсорбируется на плоскостях кристаллов соли и прекращает их дальнейший рост. В водном растворе при обычных температурах (выше 40 °С) он подвергается гидролизу. Кроме того, высокие концентрации ГМФН обладают корродирующими свойствами по отношению к оборудованию.

На месторождениях Оренбургской области водные растворы ГМФН использовались в различных технологических процессах с целью предотвращения загипсовывания нефтепромыслового оборудования.

С целью предотвращения отложения гипса в скважинах ГМФН в виде водного раствора вводился в затрубное пространство с помощью дозирующего насоса или самотеком.

Недостатком непрерывной дозировки водного раствора ГМФН является сезонность использования способа. В зимнее время возникает необходимость растворения его в водогликолевом растворе. Гликоль $\text{CH}_2\text{OH}\cdot\text{CH}_2\text{OH}$ служит в данном случае антифризом.

На месторождениях НГДУ "Бугурусланнефть" испытывался способ предупреждения солеобразования в скважинном оборудовании путем размещения гранулированного ГМФН в зумпфе скважины. Однако результаты опытов оказались неудачными из-за уплотнения ГМФН на забое и крайне медленного выноса с продукцией скважины.

Несмотря на ряд недостатков, из-за простоты и возможности осуществления путем проведения дополнительных мер даже в зимних условиях метод подачи в скважину водных растворов ГМФН на промыслах Оренбургской области широко применялся для предупреждения отложений солей. Для предотвращения "зарастания" нефтесборных коллекторов гипсом подавался ГМФН 5–10 г/м³ в попутной воде.

Основным недостатком полифосфатов является их малая термостабильность. При температуре выше 50 °С ГМФН и ТПФН гидролизуются и переходят в ортофосфаты, которые образуют с ионами кальция труднорастворимые осадки. Кроме того, полифосфаты, попадая в открытые водоемы, неблагоприятно воздействуют на окружающую среду.

Ингибитор солеобразования Башкирии (ИСБ-1) – нитрило-триметилфосфоновая кислота (НТФ) $\text{C}_3\text{H}_{12}\text{NO}_9\text{P}_3$ – представляет собой фосфорорганическое соединение в виде белого порошка, хорошо растворимого в воде, кислотах, щелочах и нерастворимого в органических растворителях и нефти. На промыслы он поступает в гранулированном виде. Ингибитор предназначен для предупреждения

отложения сульфата кальция и карбоната кальция в пласте, скважинах и промышленном оборудовании. НТФ образует прочные комплексы с рядом катионов. Наибольший эффект достигается при дозировках 4–5 г/м³ обрабатываемой воды. Совместимость ингибитора с попутными водами зависит от количества ионов кальция в этих водах. 0,1–5%-ные растворы ингибитора, приготовленные на пресной воде, совместимы с пластовыми водами, содержащими ионы кальция до 16 мг/л.

Оксиэтилендифосфоновая кислота (ОЭДФ) $C_2H_8O_7P_2$ – белый кристаллический порошок, без запаха, малотоксичный, хорошо растворим в воде, кислотах, спиртах, щелочах. Этот ингибитор образует прочные комплексы с большим числом катионов. Предназначен для предотвращения отложения солей по пути движения жидкости от призабойной зоны до системы подготовки нефти включительно. Предпочтительная дозировка 5 г/м³ обрабатываемой воды.

2-окси-1,3-диаминопропан-N,N,N',N'-тетраметилфосфоновая кислота (ДПФ-1) – эффективный ингибитор, неограниченно растворим в воде. Малотоксичен, температура замерзания до минус 100 °С. Предназначен для предотвращения отложений сульфатов кальция, бария и карбонатов кальция в скважинах и продуктивной части призабойной зоны пласта. Дозировки составляют 5–70 т/м³ [3] в зависимости от состава ингибируемых солей.

Полиэтиленполиамин-N-метилфосфоновая кислота (ПАФ-1) – ингибитор анионного типа из класса органических фосфатов. В товарном виде представляет собой водный раствор темно-коричневого цвета, содержащий основного вещества (полиэлектролита с амидо- и аминокислотными группировками) не менее 22 %. Ингибитор хорошо растворим в воде, нерастворим в органических растворителях и нефти. 0,1–1%-ные растворы ПАФ-1, приготовленные на пресной воде, совместимы с пластовыми водами, содержащими ионы кальция до 16 мг/л. Предназначен для борьбы с отложением карбонатов и сульфатов кальция. Для ингибирования применяются водные растворы ПАФ-1 концентрации 0,1–1% при дозировках 10–15 мг/м³ обрабатываемой воды в зависимости от интенсивности отложения солей в скважинах и оборудовании по подготовке нефти.

Полиалкиленполиаминополиоксиметилфосфоновая кислота – является основой для ингибитора солеотложений ПАФ-13. Это жидкость желтого цвета, с содержанием основного вещества 22–26 %. Ингибитор негорюч, плохо растворим в воде, термоустойчив при температуре 150 °С. Предназначен для ингибирования отложения солей в нефтяных скважинах и призабойной зоне пласта. Предпочтительная дозировка ингибитора для предотвращения сульфата кальция 10 г/м³, а карбоната кальция 15 г/м³ обрабатываемой воды.

Инкредол-1 – многокомпонентный ингибитор на основе НТФ. Представляет собой жидкость зелено-желтого цвета с содержанием основного вещества 25–35 %. Плотность при 20 °С составляет 1,4 г/см³, хорошо растворяется в воде. В композицию входят этиленгликоль и ингибитор коррозии. Поэтому температура замерзания его минус 50 °С, а скорость коррозии 0,3 мм/год. Рекомендуется применять в скважинах и нефтепромысловом оборудовании для предотвращения образования карбонатов и сульфатов кальция. Максимальная эффективность достигается при дозировке реагента 10–20 г/м³. Малотоксичен, негорюч, хорошо совместим с пластовыми водами, содержащими до 35 г/л ионов кальция.

СНПХ-5301 – ингибитор солеотложения, разработанный в НПО "Союзнефтепромхим". Основой этого многокомпонентного ингибитора является ОЭДФ. В его состав входят другие добавки, улучшающие свойства ингибитора, – водный раствор аммиака, гликоли и другие компоненты. СНПХ-5301 выпускается в летней и зимней товарных формах. В зависимости от состава минерализованных вод эффективные дозировки ингибитора для предотвращения отложений карбоната и сульфата кальция, сульфата бария составляют 5–30 г на 1 т попутно добываемой воды.

SP-181 – импортный ингибитор солеотложения, представляющий собой многокомпонентную композицию. Основой ингибитора являются органические фосфаты. В товарной форме представляет собой жидкость темно-коричневого цвета плотностью 1,13 г/см³. Температура замерзания минус 9 °С. Термостойкость более 80 °С. 2%-ный водный раствор совместим с пластовыми водами, содержащими не более 4 г/л ионов кальция. Предназначен для предупреждения отложения карбонатов и сульфатов кальция. Рекомендуемая дозировка реагента 15–20 г/м³.

SP-203 – импортный ингибитор солеотложения, представляющий собой многокомпонентную композицию, активным началом которой являются органические фосфаты. Представляет собой жидкость желтого цвета плотностью 1,13 г/см³. Можно использовать при температурах минус 40 °С. Термостойкость более 80 °С. 2%-ный водный раствор совместим с пластовыми водами, содержащими не более 1,5 г/л ионов кальция. Предназначен для защиты скважин и поверхностного оборудования от отложений сульфата кальция, бария и карбоната кальция. Дозировки (15– 50 г/м³) зависят от состава предупреждаемых отложений. Наибольшие дозировки необходимы для предупреждения сульфата бария 30–50 г/м³.

Корексид-7647 (К-7647) – импортный ингибитор солеотложения, представляющий собой многокомпонентную композицию, активным началом которой являются полимеры. Представляет собой жидкость светло-коричневого цвета плотностью 1,16 г/см³. Температура

застывания минус 23 °С. Отличительной особенностью ингибитора является повышенная термостойкость 260 °С. 2%-ный водный раствор совместим с пластовыми водами, содержащими не более 5 г/л ионов кальция. Предназначен для предотвращения отложения солей в скважинах, глубинно-насосном оборудовании и теплообменных аппаратах подготовки нефти и воды. Дозировки при предотвращении отложения сульфата и карбоната кальция составляют 15 г/м³, а сульфата бария – 50 г/м³ обрабатываемой воды.

Разработка и опытно-промышленные испытания новых ингибиторов отложения солей в многообразных промысловых условиях продолжаются. Основным направлением в создании новых ингибиторов отложения солей является разработка многокомпонентных синергетических и многофункциональных композиций улучшенного качества. К таким реагентам относятся ингибиторы ДПФ-1, ПАВ-13, "инкредол-1" и серия реагентов СНПХ, разрабатываемых НПО "Союзнефтепромхим" (СНПХ-5301А, СНПХ-5301Б и др.). Лабораторные и промысловые испытания ингибиторов солеотложения показали, что отечественные не уступают, а по ряду показателей превосходят импортные. В то же время опыт применения таких однокомпонентных ингибиторов, как ПАА, гипан, ГМФН и других неорганических полифосфатов, показал их низкую эффективность и недостатки, поэтому их применение в будущем будет ограниченным. Перспективно использование органических фосфатов, обладающих пороговым эффектом и кристаллоразрушающим воздействием в пересыщенных водных растворах. Многие соединения этого класса являются хорошими самостоятельными ингибиторами отложения солей и основой для создания многокомпонентных ингибиторов повышенного качества.

В результате совместных научных исследований б. ЦНИЛа объединения "Оренбургнефть" и научно-исследовательских институтов по изысканию новых ингибиторов солеотложения в 1981 г. была показана [140] способность 2-оксипропилен-1,3-диамино-N,N,N'-тетраметилфосфоновой кислоты существенно замедлять кристаллизацию сульфата кальция.

Сравнительные испытания нового комплексона и ИС, выпускаемых различными иностранными фирмами, показали, что ДПФ значительно превосходит по эффективности или эквивалентен по эффективности зарубежным образцам.

С целью снижения стоимости реагента и получения его в товарной форме, удобной для эксплуатации в условиях нефтедобычи, авторы [13] предложили использовать ДПФ-1 в виде реакционного раствора композиционного типа. Подобраны условия получения этой композиции, обеспечившие оптимальное соотношение компонентов в реакционной смеси (исходного полиоксипропиленполиамиона, комплексона на его основе, а также HCl и NaCl, образующихся в

процессе синтеза) и обусловившие синергетическое улучшение ингибирующих свойств. В результате создана композиционная система на основе фосфорилированного производного полиоксипропиленполиамиона, отвечающая всем требованиям, предъявляемым к ИС: высокая эффективность процесса ингибирования солеотложений, морозостойкость, достаточная вязкость при низких температурах и низкая коррозионная активность к металлоконструкциям нефтепромышленного оборудования [140].

Технологическая характеристика ингибитора ДПФ-1.

1. Предназначен для предотвращения отложений карбоната и сульфата кальция в технологических процессах добычи и подготовки нефти и воды.

2. Защитный эффект против отложений сульфата кальция при дозировках ингибитора 0,001–0,03 кг/м³ не менее 95–100 %. Защитный эффект против отложений карбоната кальция при дозировках ингибитора 0,001–0,050 кг/м³ не менее 90–100 %.

3. Эффективно тормозит кристаллизацию малорастворимых солей при температуре до 180 °С.

4. Коррозионная активность не менее 0,12·10⁻³ м/год.

5. Хорошо растворяется в воде, кислотах, щелочах; нерастворим в органических растворителях, нефти и нефтепродуктах.

6. Обладает свойствами сильной кислоты (рН < 2), однако введение в него добавки позволяет без осложнений применять дозировочное оборудование из стали марки X18H9T.

7. 6,5%-ный раствор совместим с пластовыми водами, содержащими ионы кальция до 16 кг/м³.

8. Обладает удовлетворительными адсорбционными и десорбционными свойствами; после заправки в пласт вынос его из скважины прослеживается в течение 3–6 мес.

9. Совместим с деэмульгаторами и ингибиторами коррозии и не оказывает отрицательного влияния на подготовку нефти.

10. Может применяться путем непрерывной подачи и периодической заправки его в призабойную зону пласта.

Первые испытания ИС ДПФ-1 проведены в технологической схеме Байтуганской ТХУ подготовки нефти. Реагент с дозировкой 15 г/м³ воды подавался в водонефтяную эмульсию после резервуара предварительного отстоя воды.

До использования ИС ДПФ-1 в теплообменниках на теплопередающей трубе зазор между нагруженной и внутренней трубами загипсовывался полностью по всей длине через 10 сут непрерывной работы.

В течение 20 сут ДПФ-1 подавали на прием сырьевого насоса, и за это время на образцах-свидетелях и жаровых трубах солеотложение не обнаружено. Затем дозировку ДПФ-1 уменьшили до 11,6 г/м³ минерализованной воды. По завершении испытаний в этом же режиме

на извлеченных образцах-свидетелях имелись отложения солей толщиной до 2 мм.

Результаты испытаний на Байтуганской ТХУ показали высокую ингибирующую способность ДПФ-1.

Ингибитор отложений солей ДПФ-1, выпускаемый согласно ТУ-6-09-4915-80 ВПО "Химпром" им. С.М. Кирова, был внедрен на добывающих скважинах НГДУ "Бузулукнефть" и НГДУ "Бу-гурусланнефть".

Ингибитор применялся с использованием периодической задавки в пласт с целью увеличения межремонтного периода работы скважин. Полученные результаты свидетельствуют о высоком защитном эффекте оборудования от отложений сульфата кальция и технологичности ДПФ-1, что позволило рекомендовать продукт для широкого использования в процессах добычи, сбора и подготовки нефти и воды.

Таблица 9.8

Физико-химические свойства ингибиторов солеотложений

Основные свойства	Тип ингибитора						
	ИСБ-1	ПАФ-13	ОЭДФ	ДПФ-1	SP-181	SP-203	Корек-сид-7647
Тип предупреждаемых солеотложений	CaSO ₄ CaCO ₃	CaSO ₄ CaCO ₃	CaCO ₃	CaSO ₄ BaSO ₄ CaCO ₃	CaSO ₄ CaCO ₃	CaSO ₄ CaCO ₃ BaSO ₄	CaSO ₄ CaCO ₃ BaSO ₄ CrSO ₄
Агрегатное состояние	Порошок	Жидкость	Порошок	Жидкость	Жидкость	Жидкость	Жидкость
Плотность, кг/м ³	—	—	—	1100	1130	1130	1160
Вязкость, мПа·с	—	При 40 °С < 800	При 40 °С < 800	При 50 °С 62	При 21,1 °С 17	При 21,1 °С 15	При 4,5 °С 10
Температура застывания, °С	—	–28	–0,5	–100	–9	–40	–23,3
Термостойкость, °С	> 100	150	—	—	> 80	> 80	260
Доза эффективного применения, г/м ³	5–10	CaSO ₄ – 10 CaCO ₃ – 15	5–10	CaSO ₄ – 5–10 CaCO ₃ – 10–30 BaSO ₄ – 30–70	15–20	CaSO ₄ – 15 CaCO ₃ – 30 BaSO ₄ – 30–50	CaSO ₄ – 15 CaCO ₃ – 15 BaSO ₄ – 50

Таблица 9.9

Схема подбора ингибиторов солеотложений (РД 39-1-641-81)

Вид испытаний	Требования к реагенту

Оценка агрегативного состояния	Допускаются только порошкообразные вещества и жидкости Не допускаются пастообразные вещества и расслаивающие жидкости Жидкости не должны содержать крупных взвешенных и оседающих примесей Для жидких реагентов температура застывания не должна быть выше минус 40 °С
Определение нерастворимых в воде примесей	Содержание нерастворимых в воде примесей не должно превышать 1 % (по массе)
Определение принадлежности реагента к ингибиторам отложения солей	Индуктивный период (время появления твердой фазы в пересыщенном растворе осадкообразующей соли) должен быть не менее 10 мин
Определение совместимости ингибитора с пластовой водой	Полная совместимость с пластовой водой данного месторождения без расслаивания системы и образования осадка
Оценка ингибирующей активности	Ингибитор считается эффективным, если уменьшение скорости образования осадка на поверхности нагрева превышает 80 % при расходе ингибитора не более 10 мг/л
Определение коррозионной активности	Ингибитор должен считаться выдержавшим испытание, если на поверхности контрольного образца будут отсутствовать язвы и питтинги Скорость коррозии стали марки Х18Н9Т (плунжеры дозирующих насосов) и Ст3 (емкости и трубопроводы) в рабочем растворе ингибитора не должна превышать 0,1 мм/год
Исследование влияния ингибитора на качество подготовки нефти	В присутствии деэмульгатора ингибиторы не должны увеличивать содержание солей и воды в нефти при ее подготовке
Испытание на термическую стабильность	Сохранение эффективности действия ингибитора при нагреве его рабочего раствора до 130 °С

Выбор марок ингибиторов отложения солей проводится лабораторным путем применительно к условиям конкретных месторождений. Затем на основе промышленного опыта их применения дается заключение о наиболее эффективном ингибиторе.

В БашНИПИнефти, СибНИИНП, ВНИИСПТнефти разработаны руководящие документы по выбору и применению ингибиторов отечественного и импортного производства при использовании их в скважинах, системах сбора и технологическом оборудовании по подготовке нефти.

В табл. 9.8 приведены характеристики наиболее часто используемых на промыслах ингибиторов солеотложения. Все представленные ингибиторы хорошо растворимы в пресной воде, за исключением ПАФ-13, который хорошо растворим в щелочах и плохо растворяется в кислотах и спирте. Ингибиторы не растворимы в нефтяных и органических растворителях, не влияют на стойкость водонефтяных эмульсий [87, 144].

Выбор того или иного ингибитора осуществляется экспериментальными исследованиями применительно к условиям конкретных месторождений.

В ВНИИСПТнефти была разработана методика подбора ингибиторов отложения солей для защиты технологического оборудования в процессе подготовки нефти, в которой предусматривается комплекс лабораторных испытаний и требований к реагентам по следующей схеме (табл. 9.9).

Технология применения ингибиторов солеотложения

Эффективность предупреждения отложения солей зависит не только от ингибитора, но и от технологии его применения. Независимо от типа ингибитора и механизма его действия положительные результаты могут быть лишь при условии постоянного присутствия реагента в растворе в минимально необходимых количествах. При этом наилучшие результаты достигаются при вводе ингибитора в раствор до начала кристаллизации неорганических солей.

Ингибиторы отложения солей в зависимости от условий могут применяться по способу:

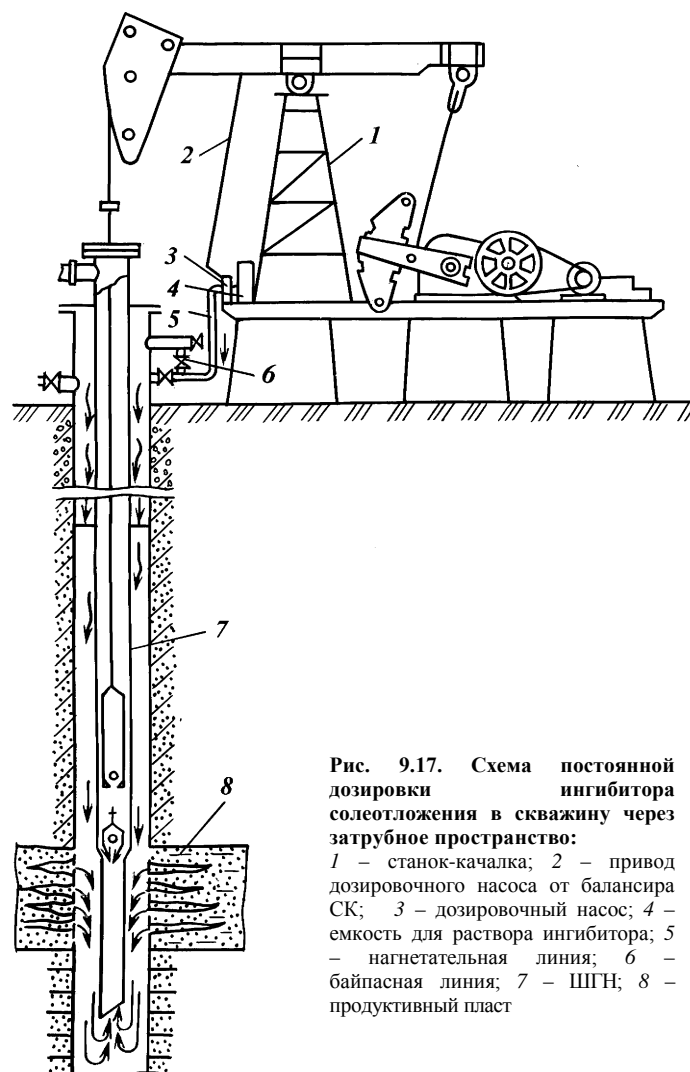
- непрерывной дозировки в систему с помощью дозировочных насосов или специальных устройств;

- периодической закачки раствора ингибитора в скважину с последующей задавкой его в призабойную зону пласта как с подъемом скважинного оборудования, так и без его подъема;

- периодической подачи раствора ингибитора в затрубное пространство скважины.

На скважинах последовательно могут осуществляться различные способы подачи ингибитора: вначале периодическая закачка; затем через 2–6 мес для предупреждения отложений солей в скважинном оборудовании непрерывная дозировка или периодическая подача раствора ингибитора в затрубное пространство скважины.

Для непрерывной подачи ингибитора применяются различные дозировочные устройства, устанавливаемые на устье скважины или у приема насосов. Один из возможных вариантов дозировки ингибиторов с помощью наземных технических средств приведен на рис. 9.17. Видно, что дозировочный насос приводится в действие от станка-качалки. При этом нередко в обвязке скважины предусматривается байпасная линия, позволяющая подавать в межтрубное пространство вместе с ингибитором и часть обводненной продукции для лучшего перемешивания реагента.



Для непрерывной дозировки ингибиторов солеотложения и подачи их в поток добываемой жидкости используются различные скважинные дозирующие устройства, как для жидких, так и для твердых реагентов. В настоящее время сконструировано

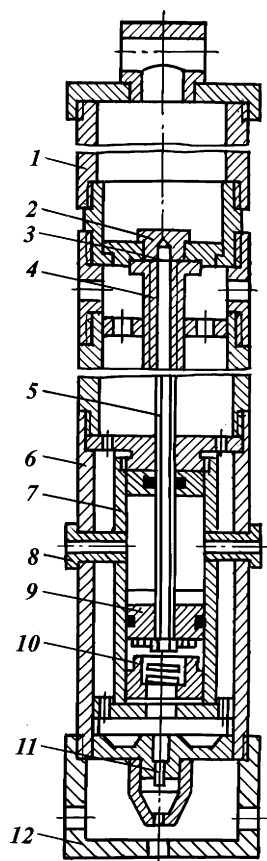


Рис. 9.18. Глубинный жидкостный дозатор [12]:
 1 – верхний контейнер; 2 – штуцер перепускной; 3 – игла; 4 – патрубок; 5 – шток; 6 – нижний контейнер; 7 – цилиндр; 8 – патрубки; 9 – поршень; 10 – пружины; 11 – штуцер с дозировочным отверстием; 12 – камера

большое количество глубинных дозаторов, получивших широкое применение на промыслах.

Скважинный жидкостный дозатор, представленный на рис. 9.18, устанавливают в скважине под приемом скважинного насоса. Верхнюю и нижнюю части контейнера заполняют жидким ингибитором с плотностью, большей плотности жидкости в скважине.

Дозатор действует по следующему принципу [58]. В результате перепада давления под поршнем (так как плотность ингибитора выше плотности жидкости в скважине, а также площадь поршня значительно больше площади отверстия в штуцере) поршень перемещается вверх, игла перекрывает отверстие в штуцере и ингибитор из нижнего контейнера подается через отверстие в штуцере.

По мере истечения ингибитора из отверстия в штуцере уровень в контейнере понижается до определенной отметки, соответствующей такому перепаду давления, при котором поршень, шток и игла переместятся вниз.

Через открывающееся отверстие в штуцере из верхнего контейнера по патрубку начинается перелив ингибитора из нижнего контейнера. Уровень в контейнере растет, и когда достигает прежнего значения, поршень, шток и игла вновь переместятся до полного опорожнения верхнего контейнера.

Наличие регулирующего устройства в жидкостном дозаторе позволяет обеспечить оптимальную дозировку и стабильный расход ингибитора.

На промыслах ОАО "Оренбургнефть" производится периодическая продавка водного раствора ингибитора солеотложений в призабойную зону пласта с использованием высокоэффективных отечественных и импортных реагентов. Сущность этого метода заключается в

периодической продажке ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта, адсорбции его на породе и постепенной десорбции в процессе отбора жидкости. Вынос ингибитора до минимальных концентраций реагента, требуемых для эффективного ингибирования, обеспечивает предотвращение выпадения НОС на всем пути движения жидкости, начиная от ПЗП.

В связи с этим ингибитор должен быть не только высокоэффективным, но и хорошо адсорбироваться на поверхности породы пласта при продажке его в скважину и медленно десорбироваться при последующем извлечении жидкости из скважины. Предпочтение отдается тем ингибиторам, которые могут десорбироваться из пласта в течение 4–12 мес.

Расчетное количество ингибитора солеотложения для обработки скважины

$$Q_{\text{и}} = AC_{\text{оп}} \frac{Q_{\text{в}} T_{\text{мрп}}}{1000}, \quad (9.28)$$

где A – коэффициент увеличения расхода ингибитора из-за неравномерного выноса его из призабойной зоны пласта, равный 1,5–2,0; $C_{\text{оп}}$ – оптимальная дозировка ингибитора, г/м³; $Q_{\text{в}}$ – дебит скважины по воде, м³/сут; $T_{\text{мрп}}$ – планируемое время защиты оборудования и скважины от солеотложений, сут.

Для разовой закачки берется не менее 500–700 кг реагента.

Перед задавкой ингибитора в пласт производится закачка буферной жидкости, в качестве которой используется пресная вода в объеме до 6 м³. Затем задавливается 10%-ный водный раствор ингибитора. Если приемистость скважины меньше 100 м³/сут, то задавка ингибитора в пласт производится пакером, установленным на 50–100 м выше кровли продуктивного пласта. Закачку ингибитора солеотложения при достаточной надежности обсадной колонны можно производить через затрубное пространство (рис. 9.19).

В результате продавливания ингибитора в глубь пласта образуются зоны ингибитора A и продавочной жидкости B .

После продавки реагента скважина закрывается на 8–24 ч для более полной адсорбции ингибитора на породе и распределения его в порах породы, после чего скважину пускают в работу.

На скважине организуется контроль за выносом ингибитора путем периодических отборов проб добываемой воды (через 2–3 недели) и определением концентрации ингибитора.

На рис. 9.20 и 9.21 представлены графики изменения концентрации ингибиторов солеотложения ДПФ-1 и ИСБ-1 в добываемой воде при работе скважин после задавки ингибиторов. Из графиков видно, что после пуска скважин в работу выносятся большое количество реагента,

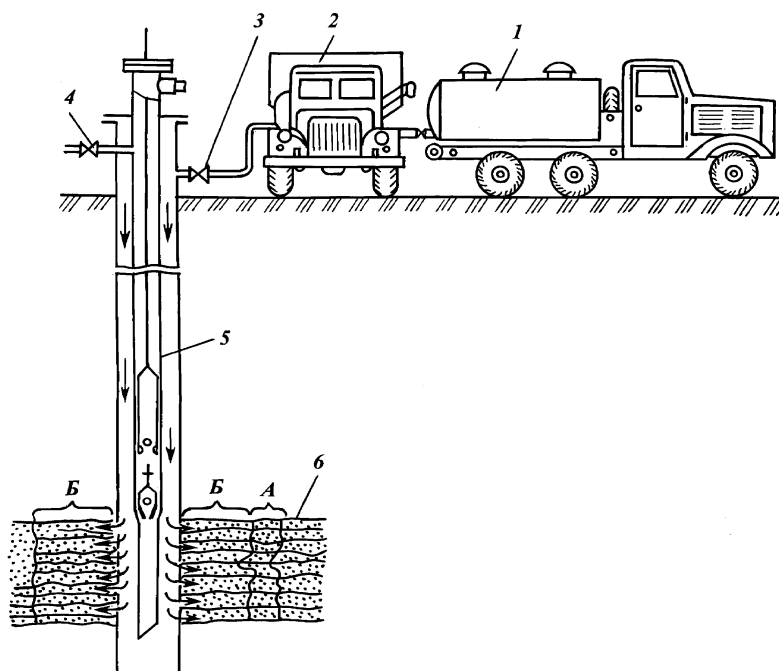


Рис. 9.19. Схема периодической продавки ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта через затрубное пространство:

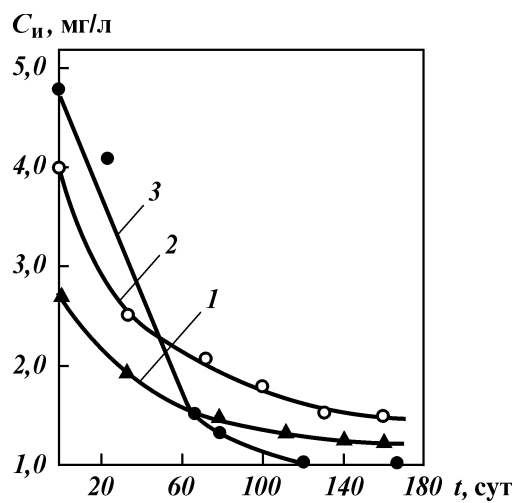
1 – автоцистерна с раствором ингибитора; 2 – насосный агрегат; 3 – затрубная задвижка; 4 – выкидная линия; 5 – ШГН; 6 – пласт; А – зона проникновения ингибитора; Б – зона проникновения продавочной жидкости

значительно превышающее оптимальные дозировки. Затем концентрация ингибитора в воде постепенно уменьшается до минимальных значений, требующихся для ингибирования солей; до этого времени обеспечивается защита скважины и оборудования от отложения солей.

Одним из способов повышения эффективности метода продавки ингибиторов в ПЗП является подача ингибиторов в составе двухфазной пены. Сущность способа заключается в медленном разрушении закачанной в пласт пены, что обеспечивает снижение интенсивности десорбции ингибитора в начальный момент времени. Это позволяет добиться более равномерного во времени выноса ингибитора и сократить водоприток. Продолжительность между обработками при этом увеличивается, достигая 14 мес и более.

Рис. 9.20. Изменение концентрации ингибитора ДПФ-1 в добываемой воде в процессе выноса его из пласта:

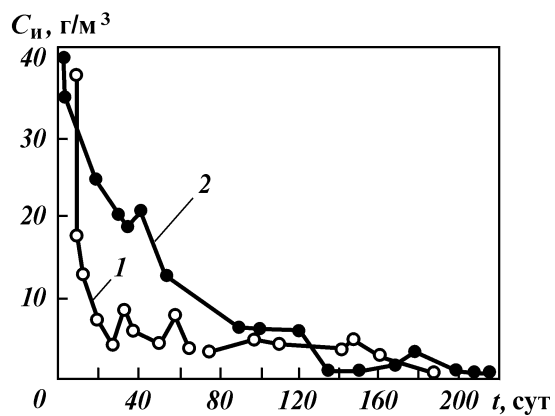
1 – скв. 55 Красноярского; 2 – скв. 281 Покровского; 3 – скв. 203 Султангулово-Заглядинского месторождений



Для приготовления качественного раствора, обеспечивающего образование двухфазной пены, можно использовать реагенты-пенообразователи ДС-РАС, ПО-6К, ПО-1Д, ПАВы типа ОП-10, "Шкопау", а в качестве стабилизаторов пен – КМУ-600, ТМУ-БР [10].

На рис. 9.22 показана схема продавки ингибитора солеотложения в составе двухфазных пен в призабойную зону пласта через затрубное пространство скважины, используемая в НГДУ "Чекмагушнефть" [10].

Рис. 9.21. Изменение концентрации ингибитора ИСБ-1 в добываемой воде из скв. 828 (1) и скв. 1526(2) Таймурзинского месторождения в процессе выноса его из пласта [10]



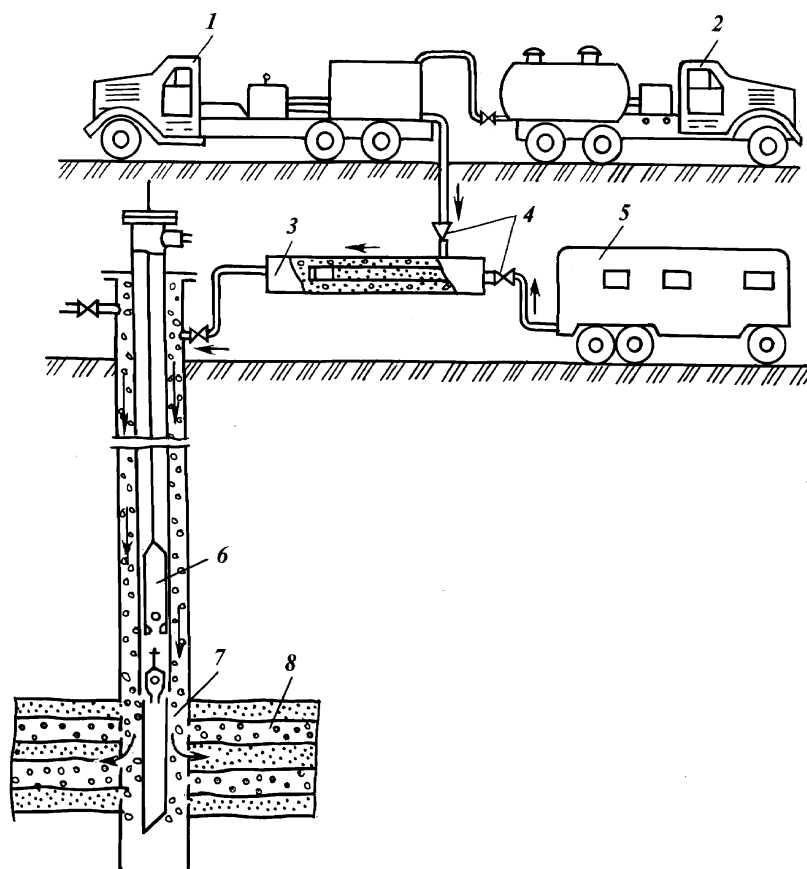


Рис. 9.22. Схема закачки ингибитора солеотложения в ПЗП в составе двухфазной пены:

1 – насосный агрегат; 2 – автоцистерна с раствором ингибитора; 3 – аэратор; 4 – обратные клапаны; 5 – компрессор; 6 – ШГН; 7 – раствор ингибитора с пеной; 8 – нефтяной пласт

Периодическая подача ингибитора через затрубное пространство также один из распространенных методов. Однако он не всегда применим, например, при низких динамических уровнях, поскольку ингибитор будет быстро выноситься потоком жидкости.

Периодичность циклической подачи реагента и его объем необходимо установить опытным путем с учетом характеристики скважины и интенсивности солеотложения.

В отдельных, наиболее благоприятных условиях при высоких динамических уровнях, как показывает промысловый опыт,

периодичность подачи реагента может составить 15–20 сут, а при интенсивном солеобразовании не превышает 5–7 сут.

При подаче реагента необходимо контролировать дебит скважины по жидкости, обводненность добываемой продукции, а также вести наблюдения за режимом работы скважины и оборудования, систематически определять химический состав попутно добываемых вод и содержание в них ингибиторов солеобразования.

9.6. МЕТОДЫ УДАЛЕНИЯ НОС

Удаление солей, отложившихся в скважинах и на поверхности нефтепромыслового оборудования, является серьезной проблемой и остается одной из наиболее трудоемких и малоэффективных работ. Эффективность действия удалителей и их выбор зависят от конкретных условий каждого месторождения, в частности от состава отложений неорганических солей. В настоящее время нет еще универсальных методов, которые могли бы обеспечить удаление или полное предупреждение отложений неорганических солей любого состава. Поэтому в каждом конкретном случае, в зависимости от состава солевых отложений, необходимо выбирать соответствующие методы и реагенты для их удаления с тем, чтобы обеспечить наибольшую эффективность проводимых обработок.

Схема методов удаления НОС с поверхности оборудования приведена на рис. 9.23.

Удаление солеотложений требует больших затрат времени и средств. Методы удаления отложений солей из скважин можно подразделить на механические и химические. Сущность механических методов удаления отложений заключается в проведении очисток скважин путем разбуривания мощных солевых пробок или путем проработки колонны расширителями, скребками с последующим шаблонированием. Положительный эффект достигается в том случае, если интервал перфорации не перекрыт солевыми осадками. Если фильтрационные каналы перекрыты отложениями солей, то необходимо проводить повторную перфорацию колонны. Механические очистки являются дорогостоящими мероприятиями, поэтому в настоящее время наибольшее распространение получили химические методы удаления отложений.

Сущность химических методов удаления отложений солей заключается в проведении обработок скважин реагентами, эффективно растворяющими неорганические соли.



Рис. 9.23. Схема методов удаления выпавшего в скважинах гипса

Отложения, представленные карбонатами кальция, сравнительно эффективно удаляются растворами соляной кислоты. Для защиты металлических поверхностей от коррозии в используемый при этом 5–15%-ный раствор соляной кислоты добавляют ингибиторы коррозии.

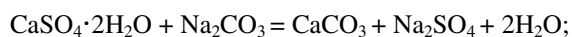
Растворение кальцита обеспечивается также применением 5%-ного раствора композиции на основе сульфаминовой кислоты и алкиларилсульфата.

Основными методами удаления сульфатных отложений признаны конверсия осадка с последующим растворением продуктов реакции кислотой и воздействие хелатными соединениями.

Лучшими конверсионными агентами признаны растворы гидроокисей и карбонатные растворы.

Выбор реагентов для удаления гипсовых отложений зависит от их структуры.

Рыхлые отложения гипса путем закачки в скважину 10–15%-ных растворов карбоната и бикарбоната натрия и калия преобразуются (конверсируются) в карбонат кальция, который потом удаляется соляной кислотой:

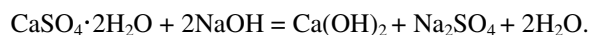


Для промысловых обработок скважин для удаления вторичного осадка карбоната кальция применяется 10–13%-ный раствор соляной кислоты.

Эффективность действия кальцинированной соды зависит от структуры гипсовых образований. Наиболее эффективны обработки в первоначальной фазе осадконакопления и в тех случаях, когда осадки имеют пористую, рыхлую структуру [87]. Этот способ обработки является дешевым, однако он малоэффективен в случае удаления плотных отложений.

Наибольшее применение на отечественных промыслах для удаления гипсовых отложений получило использование растворов гидроокисей. Исследования, проведенные С.Ф. Люшиным с соавторами, В.Е. Кашавцевым, Л.Т. Дытюком и другими, показали, что в общем гидроокись натрия наиболее действенна при 20%-ной, а гидроокись калия – при 30%-ной концентрации ее в растворе. Хорошим растворителем гипса является гидроокись калия [10]. Однако продукты этого реагента имеют тенденцию к подавлению реакции на поверхности осадка. Растворы гидроокиси натрия такого недостатка не имеют.

При воздействии гидроокиси натрия на отложения гипса реакция протекает с образованием гидроокиси кальция и сульфата натрия:



Сульфат натрия хорошо растворим в воде, а гидроокись кальция представляет собой рыхлую массу, легко переходящую во взвешенное состояние с образованием тонкодисперсной суспензии, которая может быть извлечена потоком жидкости.

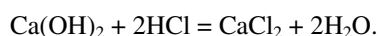
Работы по ликвидации отложений гипса начинаются с определения интервала накопления отложений. Обработку скважин раствором каустической соды рекомендуется проводить при отложении гипса в стволе скважины и подземном оборудовании без задавки раствора в ПЗП. Затем проводится определение потребного количества раствора из расчета, что для растворения 1 г гипса требуется 2,3 см³ 20%-ного раствора.

Для создания среды, обеспечивающей минимальное время реакции, необходим 10–12-кратный избыток гидроокиси натрия по отношению к массе осадка. Ориентировочно масса накопившегося осадка определяется на основе опыта борьбы с отложением гипса на данном месторождении по степени уменьшения дебита [10].

Технология обработки заключается в подготовке обвязки устья скважины, позволяющей осуществить прямую и обратную продавку с обеспечением циркуляции жидкости по замкнутому циклу: емкость → насосный агрегат → скважина → емкость. Приготовленное расчетное количество 20–25%-ного раствора каустической соды закачивается в

скважину при небольших расходах. В процессе закачки целесообразно производить допуск труб, периодически контролировать концентрацию реагентов и приводить их в оптимальное состояние. Продолжительность обработки определяется полнотой очистки оборудования от отложений, которая может быть оценена по концентрации реагентов в пробах, отбираемых на устье скважины. Обработка скважины завершается промывкой водой. Отработанная щелочь после отделения осадка может быть использована в дальнейшем для обработки других скважин.

При продавливании раствора каустической соды в пласт для удаления отложений гипса из ПЗП может произойти уменьшение проницаемости пород. Это обусловлено тем, что перфорационные отверстия, поровые каналы и трещины частично перекрываются продуктами реакции каустической соды с гипсом – хлопьевидными осадками гидроокиси кальция. В таких случаях гидроокись кальция можно удалить путем обработки скважины 13–15%-ным раствором соляной кислоты:

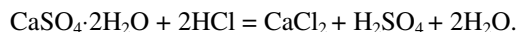


Образующийся в результате этой реакции хлористый кальций хорошо растворим в воде.

Способ обработки "солеобразующих" скважин раствором каустической соды для ликвидации отложений гипса опробован и широко применяется на месторождениях Самарской, Пермской, Оренбургской областях, республик Башкортостан и Татарстан [10, 58, 67, 117 и др.].

На некоторых промыслах использованы различные способы совершенствования технологий обработок скважин каустической содой: применение специальных гипсоборников, создание циркуляции рабочего раствора скважинным насосом без подъема глубинно-насосного оборудования.

Удовлетворительные результаты могут быть получены при воздействии на отложения гипса 15%-ным раствором соляной кислоты. В результате химической реакции образуется хорошо растворимый в воде хлористый кальций:



Добавление 3–4%-ного раствора хлористого аммония или 5–10%-ного хлористого натрия приводит к ускорению реакции. Наиболее эффективно действует реагент при температуре 70–80 °С.

На реакцию 1 г гипса необходимо 10–15 см³ 15%-ного раствора соляной кислоты, т.е. трех-пятикратный избыток к массе осадка. В тех

случаях, когда отложения гипса покрыты смолопарафиновыми соединениями, солянокислотные обработки становятся малоэффективными даже при повышенных температурах.

По данным НГДУ "Южарланнефть" обработка гипсовых отложений соляной кислотой позволяет довести продолжительность межочистного периода до 103 сут. При добавлении в кислотный раствор поваренной соли этот показатель увеличивается до 140 сут.

В зарубежной практике борьбы с отложениями гипса применяются хелатные соединения, действие которых основано на разрушении гипсовых осадков вследствие образования устойчивых комплексов с ионами, содержащимися в растворе. На практике наибольшее распространение получили растворы этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА) и ее солей. Реакция хелатных соединений с сульфатными осадками протекает медленнее, чем с щелочами, однако качество очистки лучше. Для увеличения скорости реакции в хелатные растворы добавляют карбонаты щелочных металлов, щелочи, бикарбонат аммония, гликолят натрия, бензол, толуол и др. [52]. На отечественных месторождениях в ограниченном количестве проводились обработки скважин с использованием 10–20%-ного раствора трилона Б (двунариевая соль ЭДТА). Однако из-за значительной стоимости реагента и получения результатов, сопоставимых с эффективностью щелочных обработок, хелатные соединения применяются только для удаления наиболее плотных, мелкозернистых осадков гипса и барита.

На некоторых месторождениях, в том числе на объектах ОАО "Оренбургнефть", удовлетворительные результаты получены при ликвидации осадков гипса в ПЗП с помощью термогазохимического воздействия. Сущность этого метода заключается в том, что в интервал перфорации спускают аккумулятор давления скважинный, содержащий порох замедленной скорости горения, при сгорании которого на забое создается высокое давление и развивается высокая температура. В продуктах горения пороха содержатся углекислый газ и соляная кислота. Все эти факторы комплексно влияют на быстрое разрушение гипсоуглеводородных отложений любой плотности в ПЗП. Однако многократное проведение ТГХВ в одной скважине может привести к нарушению целостности эксплуатационной колонны и цементного кольца.

Следует отметить, что применение химических реагентов для удаления гипса направлено на активное воздействие только на минеральную часть отложений, в то время как осадок содержит и углеводороды. Углеводородные соединения, обволакивая кристаллы гипса и заполняя пустоты между ними, мешают его взаимодействию с растворяющим реагентом. При этом значительно уменьшается поверхность реагирования, а следовательно, и эффективность процесса

растворения отложений. В таких случаях необходимо вначале удалить углеводороды из осадка до химической обработки гипса путем промывки скважины горячей нефтью или растворителями. Однако при этом существенно усложняется технология обработки скважины.

Одним из возможных способов повышения эффективности удаления НОС является применение совместно с раствором щелочи или соляной кислоты стимуляторов растворения гипсоуглеводородных отложений, предложенных учеными УГНТУ [10]. Предложенные и испытанные на промыслах Республики Башкортостан стимуляторы растворимости гипса – производные кубового остатка производства 1,3-диоксациклоалканов (реагент Т-66) или кубовый остаток производства 4,4-диметил-1,3-диоксациклоалкана ("зеленое масло").

Реагент Т-66 – побочный продукт производства изопрена из изобутилена и формальдегида – представляет собой соединение класса ацеталей. В его состав входят следующие соединения, в % (по массе): диоксановые спирты 25–35; триметилбутadiен 10–20; пирановые спирты 10–20; диметилдиоксан 1–2; полимеры 20–25.

Этот реагент – легко подвижная маслянистая жидкость желтого цвета с плотностью 1030 кг/м³, растворимость в воде до 90 %, температура замерзания ниже минус 25 °С, коррозионно неактивен.

Реагент "зеленое масло" (ЗМ) из того же класса химических соединений – циклических ацеталей. В его состав входят, % (по массе): 4-метил-5,6-дигидропиран 40–50; пирановые спирты 10–20; триметилкарбинол 0,5-1; непредельные спирты 5–6; триметилбутadiен 1,3–10; полимеры 15–20. По физическим свойствам и механизму воздействия на гипсоуглеводородные отложения он аналогичен продукту Т-66.

Лабораторные исследования и промысловые эксперименты, выполненные в УГНТУ и НГДУ "Чекмагушнефть", показали, что наиболее эффективными рабочими составами являются 20%-ный раствор каустической соды с добавлением 0,75 % (по массе) реагента Т-66 и 13%-ный раствор соляной кислоты с добавлением 1 % (по массе) реагента ЗМ.

На рис. 9.24 приведены графики зависимости остаточного содержания сульфата кальция в образцах от времени реакции при использовании различных растворителей. Начальное содержание сульфата кальция в образцах отложений составляло в среднем 88 % [10].

Таблица 9.10

**Композиции химреагентов для удаления отложений гипса с поверхности нефтепромыслового оборудования,
разработанные в ОАО "Оренбургнефть"**

Номер авторского свидетельства, год регистрации	Автор	Состав композиции	Механизм действия на отложения НОС	Эффективность, %
А.с. 887479, 21.02.1980 г.	Л.Т. Дытюк, Н.М. Дятлова, В.Г. Яшунский	Состав, % (по массе): 2,3-диокси-1,4-диаминобутан-N,N,N',N'-тетрауксусная кислота 5,0–18,5; гидроокись натрия 0,5–7,4; остальное вода	В расчетное количество воды затворяют 2,3-диокси-1,4-диаминобутан-N,N,N',N'-тетрауксусную кислоту, далее в раствор осторожно вводят гидроокись натрия. Тщательно перемешивают. Состав для удаления солей используют путем циркуляции по технологическому оборудованию	88
А.с. 1370095, 01.10.1987 г.	Р.Х. Самакаев, Л.Т. Дытюк, В.Н. Ахметов и др.	Состав, % (по массе): тринатрийаммониевая соль 2-окси-пропилен-1,3-диамино-N,N,N',N'-тетрауксусная кислота 3,0–12,0; поли-окси-пропиленполиамин $H_2N(CH_2-CH(OH)-CH_2-NH)_nH$ (где $n=1+20$) 0,5–3,0; полидиметилдиаллиламмонийхлорид с молекулярной массой 50–900 тыс. 0,05–1,0; гидроокись натрия 0,5–7,4; метанол 8,3–31,0; остальное вода	Состав готовят последовательным растворением в расчетном количестве воды всех компонентов, после чего вводят метанол. Состав используют путем циркуляции по технологическому оборудованию	77 (за 2 ч) 100 (за 4 ч)
Патент России, № 2108303, 10.04.1998 г.	Л.Т. Дытюк, Р.Х. Самакаев	Состав содержит соляную кислоту, ингибитор отложения минеральных солей ИОМС-1, гидрофобизатор ИВВ-1 и препарат МЛ-80 в соотношениях, % (по массе): HCl 8–10; МЛ-80 0,1–0,2; ИОМС-1 0,1–0,2; ИВВ-1 0,1–0,2; остальное вода	Состав готовят последовательным растворением всех компонентов в расчетном количестве воды, после чего вводят HCl. Состав используют путем циркуляции по технологическому оборудованию	За 0,5 ч 82–89, за 2 ч 92–98

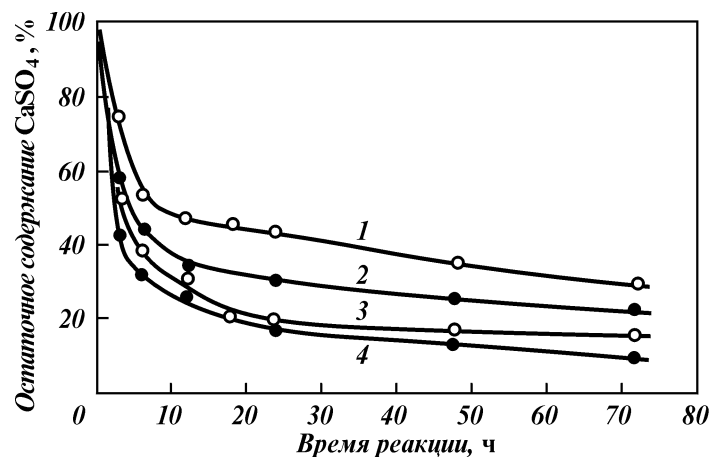


Рис. 9.24. График зависимости остаточного содержания сульфата кальция в образцах осадков НОС от времени реакции для различных растворителей [10]: 1, 2 – соответственно соляная кислота и 20%-ный раствор каустической соды; 3 – 13%-ная соляная кислота с добавлением ЗМ; 4 – 20%-ный раствор каустической соды с добавлением Т-66

Как видно из представленных графиков (см. рис. 9.24), добавление СРГ повышает эффективность растворения осадков в 2–6 раз. Это объясняется содержанием ПАВ в стимуляторах, позволяющих гидрофилизовать поверхность отложений и увеличить площадь контакта растворителя с гипсом. Кроме того, непредельные углеводороды, содержащиеся в СРГ, являются растворителями хелатного типа.

Технология обработок солеотложений раствором соляной кислоты с добавлением СРГ такая же, как и при простых соляно-кислотных обработках.

В ОАО "Оренбургнефть" постоянно ведутся работы по изысканию новых композиций химических продуктов, эффективно разрушающих образовавшиеся солевые отложения на поверхности технологического оборудования для добычи нефти. На ряд композиционных систем получены авторские свидетельства и патенты. Характеристика некоторых составов, предложенных Л.Т. Дытюком, Р.Х. Самакаевым и другими и показавших хорошие результаты в лабораторных условиях, приведена в табл. 9.10.

10

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ



10.1. КОРРОЗИЯ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Коррозия металлов – самопроизвольное разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с внешней средой.

При коррозии металла происходит не только потеря его массы, но и снижение механической прочности, пластичности и других свойств. Коррозия металла наносит значительный ущерб экономике. Потери от коррозии составляют в промышленно развитых странах около десятой части национального дохода. Потери стали, обусловленные коррозией, составляют 30 % ее ежегодного производства. Кроме того, действующие нефтепромысловые объекты из-за коррозии являются источником повышенной опасности для людей и окружающей среды [51].

Для условий нефтегазодобывающих предприятий коррозия металлургического оборудования и коммуникаций при добыче нефти и газа характеризуется рядом особенностей. Во-первых, она затрагивает огромную по металлоемкости систему подземного и наземного оборудования скважин, установок по подготовке нефти и воды и протяженную сеть нефтепроводов, газопроводов и водоводов. Во-вторых, коррозионный процесс всего оборудования протекает, как правило, в гетерогенной системе, т.е. в системе двух несмешивающихся жидкостей: нефть – вода, газобензин – вода, сточная вода – следы нефти.

Потери металла при коррозии подразделяются на прямые и косвенные. К прямым потерям относятся: стоимость замененного прокорродировавшего оборудования; затраты на защиту от коррозии, применение ингибиторов, использование лаков, красок, химизация и применение других средств защиты от коррозии, безвозвратные потери металла. Косвенные потери – это потери продукта в результате утечки и загрязнения продукта по причине коррозии, потери производительности, завышенный расход металла в результате увеличения толщины нефтегазопромыслового оборудования в расчете

на коррозию. Кроме того, отсутствие доступных и эффективных методов противокоррозионной защиты металлов нередко сдерживает разработку и эксплуатацию некоторых месторождений нефти и газа. Так, добыча нефти и газа с высоким содержанием сероводорода или диоксида углерода возможна только с применением специально разработанного комплекса мер защиты всего нефтегазопромыслового оборудования и коммуникаций.

Борьба с коррозией – это не только продление срока службы нефтегазопромыслового оборудования, снижение эксплуатационных затрат на его ремонт, улучшение технико-экономических показателей добычи и подготовки нефти на промыслах. В конечном счете – это охрана окружающей среды, водоемов и рек от загрязнения нефтью, газом и сопутствующими отходами при добыче нефти, например, сточной водой. Поэтому вопросам коррозии и разработке мер по ее предотвращению работники ОАО "Оренбургнефть" уделяют самое большое внимание.

Коррозионные процессы классифицируются по видам коррозионных разрушений, типу коррозионного разрушения, характеру взаимодействия металла со средой, условиям протекания процесса [51].

По виду разрушения:

сплошная (коррозия протекает по всей поверхности металла);

местная (коррозия локализуется на отдельных участках поверхности);

общая, которая в свою очередь делится на: равномерную (коррозия протекает с одинаковой скоростью по всей поверхности металла); неравномерную (коррозия протекает на различных участках поверхности с неодинаковой скоростью); избирательную (коррозия разрушает отдельные компоненты сплава).

По типу разрушения:

коррозия пятнами (диаметр поражений больше их глубины);

язвенная (глубокое поражение участка поверхности ограниченной площади);

точечная или питтинговая (малые поперечные размеры при значительной глубине);

сквозная (разрушение металлического изделия насквозь в виде свищей);

нитевидная (разрушение металла под слоем неметаллических покрытий в виде нитей);

подповерхностная (начинается с поверхности, но преимущественно распространяется под поверхностью металла, вызывая его вспучивание и расслоение);

межкристаллитная (разрушение сосредоточено по границам зерен металла или сплава);

ножевая (протекает вдоль сварного соединения в сильно агрессивных средах);

коррозионное растрескивание (протекает при одновременном воздействии коррозионной среды и растягивающих остаточных или приложенных механических напряжениях).

По характеру взаимодействия металла со средой:

химическая (разрушение при химическом взаимодействии с агрессивной средой, которой служат неэлектролиты – жидкости и сухие газы);

электрохимическая (разрушение под воздействием электролита при протекании двух самостоятельных, но взаимосвязанных процессов – анодного и катодного): анодная электрохимическая коррозия – это окислительный процесс, который происходит с растворением металла; катодная электрохимическая коррозия – это восстановительный процесс, обусловленный электрохимическим восстановлением компонентов среды.

По условиям протекания коррозионного процесса:

газовая (при повышенных температурах и полном отсутствии влаги на поверхности);

атмосферная (в воздухе; во влажной, в мокрой и сухой атмосфере);

жидкостная (в жидкой среде; в электролитах, неэлектролитах);

подземная (под действием растворов солей, содержащихся в почвах и грунтах);

биокоррозия (под действием микроорганизмов или продуктов их жизнедеятельности);

электрокоррозия (под действием внешнего источника тока или блуждающего тока);

щелевая (в узких щелях, зазорах, резьбовых и фланцевых соединениях металлического оборудования, эксплуатирующегося в электролитах, местах неплотного контакта металла с изоляционным материалом);

контактная (при контакте разнородных металлов в электролите);

коррозия под напряжением (при совместном воздействии на металл агрессивной среды и механических напряжений);

коррозионная кавитация (при одновременном коррозионном и ударном воздействии);

коррозионная эрозия (при одновременном воздействии агрессивной среды и механического износа);

фреттинг-коррозия (при воздействии агрессивной среды в условиях колебательного перемещения двух трущихся поверхностей относительно друг друга);

структурная (обусловлена структурной неоднородностью сплава);

термоконтактная (за счет температурного градиента, обусловленного неравномерным нагреванием поверхности металла).

По коррозионной агрессивности выделяют четыре основные среды, охватывающие в той или иной мере все нефтепромысловые условия:

неаэрированная среда без сероводорода; среда в данных условиях никогда не контактировала с кислородом воздуха или он удален до концентрации менее 0,05 мг/л;

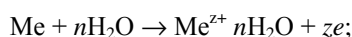
неаэрированная среда с сероводородом; нет контакта с кислородом воздуха, а содержание растворенного сероводорода составляет более 1 мг/л;

аэрированная среда без сероводорода; содержание растворенного кислорода в среде превышает 0,05 мг/л, а сероводорода – менее 1 мг/л;

аэрированная среда с сероводородом; содержание растворенного сероводорода составляет более 1 мг/л, и есть контакт с кислородом воздуха.

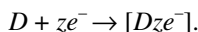
подавляющее большинство коррозионных разрушений нефтегазопромыслового оборудования вызвано электрохимической коррозией, которая протекает с наличием двух процессов – катодного и анодного. Выделяют три основные стадии коррозионного процесса:

анодный процесс – переход ионов металла в раствор и гидратация с образованием некомпенсированных электронов на анодных участках по реакции:

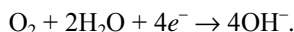


процесс электропереноса – перетекание электронов по металлу от анодных участков к катодным и соответствующее перемещение катионов и анионов в растворе;

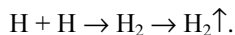
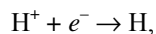
катодный процесс – ассимиляция электронов каким-либо деполяризатором – ионами и молекулами, находящимися в растворе и способными восстанавливаться на катодных участках по реакции



Если процесс деполяризации происходит за счет восстановления кислорода, то коррозионный процесс идет с кислородной деполяризацией:



Если деполяризатором служат ионы водорода, то процесс идет с водородной деполяризацией:



Особенности электрохимического процесса коррозии следующие: одновременное протекание катодного и анодного процессов;

зависимость скорости коррозии, обусловленной механизмом электрохимических процессов, от электродного потенциала металла;

возможность локализации электродных процессов на различных участках поверхности корродируемого металла, где их протекание облегчено;

реализация материального эффекта коррозии (растворение металла) на анодных участках при локализации электродных процессов.

На скорость протекания и распределение коррозии подземного и наземного оборудования оказывают влияние следующие группы факторов [46]:

1. Технические и технологические факторы при добыче нефти (тип скважины; способ добычи нефти; производительность и режим движения в скважине газожидкостной смеси; давление на забое и устье скважины и распределение температуры по ее стволу; уровень жидкости и состав газовой воздушной среды в затрубном пространстве скважины).

2. Физико-химические свойства и состав добываемой продукции скважин (состав и свойства добываемой нефти; состав и свойства извлекаемой вместе с нефтью пластовой воды; состав и свойства попутного нефтяного газа и содержание в нем коррозионно-активных примесей типа сероводорода и диоксида углерода; соотношение нефти и воды в добываемой продукции и характер распределения этих фаз друг в друге; наличие в продукции скважин органических и неорганических веществ типа парафина, смолы, сульфида железа, карбоната кальция, карбоната магния и карбоната железа, которые могут образовывать защитные пленки на металлической поверхности; наличие абразивных частиц в потоке жидкости типа песка, сульфида железа, кристаллов солей, глины; наличие и проявление жизнедеятельности бактерий; pH среды).

3. Внешние факторы (температура, скорость движения агрессивной среды, давление, концентрация кислорода; время контакта со средой; наличие химических реагентов, применяемых в технологических процессах добычи и подготовки нефти; поляризация внешним током и др.).

4. Внутренние факторы (природа металла; состав металла; кристаллическая структура металла; состояние поверхности металла; напряжения в металле; термодинамическая устойчивость металла и его место в периодической системе элементов; дефекты при сварке металла).

Известные в настоящее время методы противокоррозионной защиты подразделяются на технологические и специальные. При решении вопросов выбора метода защиты от коррозии необходимо учитывать и наличие в добываемой продукции скважин химических реагентов, применяемых для интенсификации добычи нефти,

увеличения нефтеотдачи пластов, ингибиторов соле- и парафиноотложений, агрессивность добываемой продукции, а также технико-экономическую целесообразность их применения.

К технологическим методам защиты оборудования и трубопроводов от коррозии относят мероприятия предупредительного характера, направленные на сохранение первоначально низких коррозионных свойств среды. Технологические методы носят комплексный характер и приемлемы на всех объектах. Основными противокоррозионными мероприятиями этого метода являются: использование закрытых систем сбора при добыче и переработке нефти; по возможности создание стабильных термодинамических условий; создание режима дисперсно-кольцевого течения потока; предупреждение смешивания сероводородсодержащей продукции скважин с той, в которой он отсутствует.

К специальным методам защиты относят: применение ингибиторов коррозии, бактерицидов, неметаллических материалов, лаков и красок; оборудование установок и трубопроводов катодной и протекторной защитой.

Наиболее эффективным методом защиты от коррозии нефтегазопромыслового оборудования является метод защиты с применением ингибиторов коррозии. Эта защита основана на свойстве ингибитора подавлять коррозионные процессы до уровня, при котором сохраняется высокая надежность эксплуатируемого оборудования. Для каждого вида агрессивной среды следует подбирать индивидуальный ингибитор коррозии.

10.2. ПРИЧИНЫ И АНАЛИЗ АВАРИЙ ИЗ-ЗА КОРРОЗИИ ОБОРУДОВАНИЯ И КОММУНИКАЦИЙ В ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"

При рассмотрении нефтегазопромыслового оборудования коррозии, в первую очередь, подвергаются: обсадные колонны (обсадные трубы и муфтовые соединения); насосно-компрессорные трубы добывающих и нагнетательных скважин; глубинные насосы (в основном при эксплуатации скважин с помощью ШСНУ); насосные штанги при эксплуатации с помощью ШСНУ; система сбора и транспорта продукции скважин на промыслах (выкидные линии, нефте- и газопроводы); система подготовки нефти, газа и воды; оборудование системы ППД и водоводы; нефтепромысловые резервуары.

Наибольшие проблемы, относящиеся к коррозии нефтегазопромыслового оборудования, связаны с системой сбора и транспорта продукции скважин. В ОАО "Оренбургнефть" в эксплуатации находится около 8 тыс. км трубопроводов различного

назначения, в том числе: сборные нефтепроводы и выкидные линии – 4925 км; нефтепроводы для транспорта нефти – 653,210 км; газопроводы для транспорта газа – 844 км; водоводы сточных вод высокого давления – 668 км; водоводы сточных вод низкого давления – 1060 км. Основные трубопроводы, транспортирующие нефть и газ, имеют диаметры от 168 до 1020 мм и толщину стенок от 6 до 11 мм. Материалом труб является сталь марок Ст10 и Ст20, по ГОСТ 8731–74.

Анализ данных табл. 10.1 показывает, что треть всех трубопроводов находится в эксплуатации свыше 15 лет и две трети трубопроводов – свыше 10 лет. Многолетний срок эксплуатации коренным образом влияет на надежность трубопроводов. В 1998 г. в ОАО "Оренбургнефть" произошло 2875 порывов трубопроводов, из общего числа аварий которых приходится: на водоводы 43,5 %; на выкидные линии 28,8 %; на газопроводы 1,2 %. Около 90 % аварий на водоводах и 7 % отказов выкидных линий произошло по причине внутренней коррозии труб.

Сведения о порывах трубопроводов различного назначения и объемах закачки ингибитора коррозии в ОАО "Оренбургнефть" приведены в табл. 10.2.

Аналогичные данные о динамике аварий на трубопроводах по ОАО "Оренбургнефть" приведены на рис. 10.1.

Таблица 10.1

Протяженность трубопроводов (в км) по продолжительности их эксплуатации

Назначение трубопровода	Продолжительность эксплуатации, годы				Общая протяженност ь, км
	до 5	от 5 до 10	от 10 до 15	свыше 15	
Водовод	356,25	399,15	815,32	158,11	1728,83
Газопровод	65,10	118,32	289,41	371,29	844,12
Нефтепровод	348,89	1711,80	994,97	1869,70	4925,26
В том числе выкидные линии	311,15	1418,33	619,86	425,11	2774,45
Всего	770,14	2229,27	2099,70	2399,10	7498,21

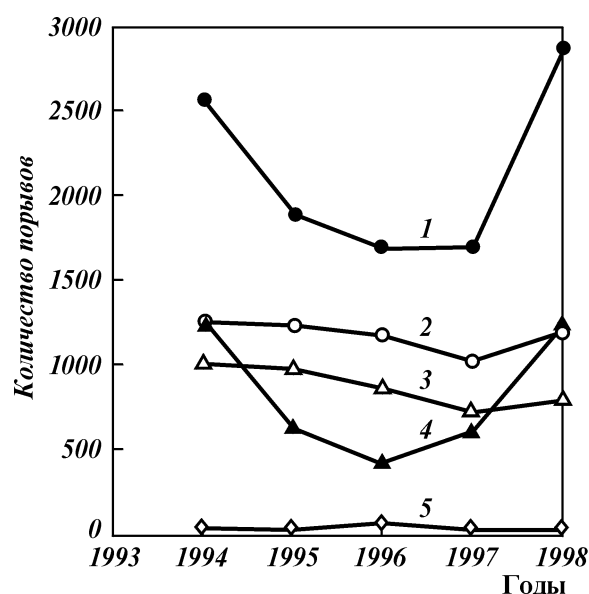


Рис. 10.1. Динамика аварий на трубопроводах по ОАО "Оренбургнефть". Количество аварий:
 1 — общее количество; 2 — нефтепроводы; 3 — выкидные линии; 4 — водоводы;
 5 — газопроводы

Для сравнения аварийности на трубопроводах и эффективности борьбы с коррозией между НГДУ использовался показатель удельной частоты порывов в пересчете на 1 км трубопроводов различного назначения. Удельная частота порывов по НГДУ ОАО "Оренбургнефть" приведена на рис. 10.2.

Степень воздействия нефтепромысловых сред на стальное оборудование зависит не только от самого корродирующего металла, но в основном и от состава и физико-химических свойств продукции скважин. При добыче нефти из продуктивного пласта на поверхность извлекается газожидкостная смесь, состоящая из нефти, газа и воды. К основным коррозионно-активным агентам относятся сероводород, кислород, диоксид углерода, низкомолекулярные компоненты нефти.

Нефть — неполярная жидкость, но некоторые ее компоненты придают ей свойства, близкие к слабополярным диэлектрикам, которые способствуют ее коррозионной активности:

высокомолекулярные соединения нефти с молекулярной массой более 400, в состав которых входят кислород, сера, азот и тяжелые металлы;

Таблица 10.2

Динамика порывов трубопроводов и объемов закачки ингибиторов

коррозии в ОАО "Оренбургнефть"

НГДУ	Назначение трубопровода	Год учета	Протяженность, км	Количество порывов	Удельная частота порывов	Закачка ингибитора, т
Бузулук-нефть	Нефтепроводы	1994	1263,293	603	0,1430	187,89
		1995		580	0,1552	185,06
		1996		618	0,1254	156,66
		1997		495	0,1005	36,9
		1998		730	0,1482	5,28
	В том числе выкидные линии	1994	848,217	488	0,5753	9,14
		1995		452	0,5328	7,20
		1996		412	0,4857	3,60
		1997		316	0,3725	—
		1998		432	0,5093	—
	Водоводы	1994	583,176	821	1,4079	690,00
		1995		242	0,4150	732,70
		1996		208	0,3567	778,88
		1997		290	0,4973	516,21
		1998		670	1,1488	603,75
	Газопроводы	1994	353,912	31	0,0878	7,72
		1995		19	0,0538	7,53
		1996		67	0,1898	3,89
		1997		29	0,0821	9,51
		1998		20	0,0565	3,87
	Всего	1994		1455	0,6612	885,61
		1995		841	0,3822	925,36
		1996		893	0,4059	938,43
		1997		814	0,3700	562,62
Продолжение табл. 10.2						
Бугуруслан-нефть	Нефтепроводы	1998	2200,381	1364	0,6198	610,26
		1994		426	0,1867	—
		1995		363	0,1591	—
		1996		362	0,1587	—
		1997		353	0,1547	—
	В том числе выкидные линии	1998	2281,389	321	0,1407	—
		1994		314	0,3257	—
		1995		270	0,2800	—
		1996		280	0,2904	—
		1997		259	0,2686	—
	Водоводы	1998	964,635	248	0,2572	—
		1994		250	0,3993	200,85
		1995		205	0,3274	227,66
		1996		133	0,2124	326,70
		1997		162	0,2587	300,50
	Газопроводы	1998	626,157	153	0,2443	135,60
		1994		—	—	—
		1995		—	—	—
		1996		—	—	—
		1997		8	0,0301	—
	1998	265,191	8	0,0301	—	

Продолжение табл. 10.2

НГДУ	Назначение трубопровода	Год учета	Протяженность, км	Количество порывов	Удельная частота порывов	Закачка ингибитора, т
Бугу-руслан-нефть	Всего	1994	3172,737	676	0,2131	304,55
		1995		568	0,1790	227,62
		1996		495	0,1560	326,70
		1997		523	0,1648	300,50
		1998		482	0,1519	135,60
	Нефтепроводы	1994	1151,964	224	0,1946	91,64
		1995		283	0,2458	48,891
		1996		195	0,1694	98,15
		1997		178	0,1546	59,69
		1998		160	0,1390	13,38
	В том числе выкидные линии	1994	831,108	210	0,2527	15,46
		1995		262	0,3152	23,74
		1996		183	0,2202	20,91
		1997		166	0,1997	14,49
		1998		147	0,1768	4,98
	Водоводы	1994	519,500	189	0,3641	136,50
		1995		181	0,3487	118,92
		1996		94	0,1811	170,70
		1997		168	0,3236	135,98
		1998		485	0,9335	158,45
	Газопроводы	1994		5	0,0266	–
		1995		6	0,0266	–
		1996		5	0,0266	–
Юж-Оренбург-нефть	Всего	1997	225,012	8	0,0355	–
		1998		7	0,0311	–
		1994		418	0,2204	234,85
		1995		470	0,2478	169,22
		1996		300	0,1581	268,85
	Нефтепроводы	1997	1896,476	354	0,1866	195,67
		1998		652	0,3437	173,87
		1994		10	0,0437	–
		1995		12	0,0524	–
		1996		2	0,0087	–
	В том числе выкидные линии	1997	228,616	3	0,0131	–
		1998		3	0,0131	–
		1994		1263	0,2564	279,53
		1995		1238	0,2513	233,95
		1996		1183	0,2401	254,81
		1997		1029	0,2089	96,59
		1998		1215	0,2466	18,66
	Водоводы	1994	4925,262	1012	0,3648	24,60
		1995		984	0,3547	30,94
		1996		875	0,3154	24,51
		1997		741	0,2671	14,49
		1998		827	0,2980	5,54
ОАО "Оренбург-нефть"	Всего	1994	2774,452	1260	0,7291	1027,35
		1995		628	0,3634	1079,28

Продолжение табл. 10.2

		1996		435	0,2517	1276,28

Продолжение табл. 10.2

НГДУ	Назначение трубопровода	Год учета	Протяженность, км	Количество порывов	Удельная частота порывов	Закачка ингибитора, т
	Газопроводы	1997	1728,833	620	0,3587	952,69
		1998		1252	0,7242	897,80
		1994		36	0,0426	7,72
		1995		25	0,0296	7,53
		1996		72	0,0853	3,89
		1997	844,115	45	0,0533	9,51
		1998		35	0,0412	4,33
	Всего	1994		2559	0,3412	1314,60
		1995		1891	0,2522	1320,76
		1996		1690	0,2253	1534,98
		1997		1694	0,2259	1058,79
		1998	7498,210	2875	0,3759	922,80

сернистые соединения нефти, представленные элементарной серой, сероводородом и группой сернистых соединений с невысокой молекулярной массой;

кислородные соединения нефти. Среди них значительное место занимают нефтяные карбоновые и алифатические кислоты.

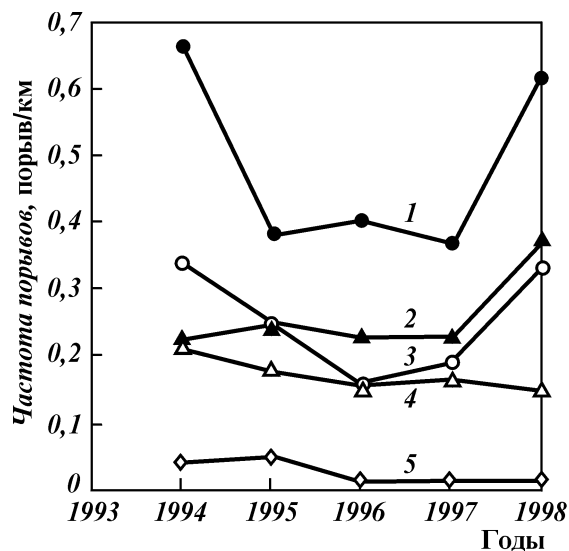


Рис. 10.2. Удельная частота порывов трубопроводов по подразделениям ОАО "Оренбургнефть":

1 – НГДУ "Бузулукнефть"; 2 – в целом по ОАО "Оренбургнефть"; 3 – НГДУ "Сорочинскнефть"; 4 – НГДУ "Бугурусланнефть"; 5 – НГДУ "ЮжОренбургнефть"

Таблица 10.3

**Содержание агрессивных компонентов в пластовых нефтях
и попутном газе нефтяных месторождений Оренбургской области,
влияющих на коррозию нефтегазопромыслового оборудования**

Коллекторы	Месторождение	Пласт	Содержание компонентов в попутном нефтяном газе, % мольн.		Содержание компонентов в пластовой нефти, % мольн.		
			H ₂ S	CO ₂	H ₂ S	CO ₂	S
Карбонатные	Сорочинско-Никольское	0 ₁	4,92	0,21	1,27	0,05	1,2
		T ₁	2,91	0,15	1,15	0,06	1,0
	Родинское	A ₄	–	0,09	–	0,03	–
		A ₃	–	–	–	–	–
	Докучаевское Северо-Красно- ярское	T ₁ +T ₂	0,73	0,90	0,32	0,12	1,4
		T ₁	0,53	1,04	0,08	0,12	3,3
Терриген- ные	Герасимовское	Б ₂	0,50	0,45	0,036	0,20	0,9
	Северо-Красно- ярское	Б ₂	0,71	1,87	0,11	0,20	–
	Султангулово- Заглядинское	Д ₁	–	0,29	–	0,04	–
		Б ₂	1,79	1,03	0,33	0,19	–

Кроме того, повышенное содержание в нефти азотистых соединений снижает коррозионную активность нефти. Содержание агрессивных компонентов в нефти и в попутном нефтяном газе месторождений Оренбургской области, влияющих на коррозию нефтегазопромыслового оборудования, приведено в табл. 10.3.

Видно, что нефти в основном являются высокосернистыми и содержат значительное количество сероводорода и диоксида углерода.

Кроме состава и физико-химических свойств нефти на характер и степень коррозионного воздействия также влияют условия залегания нефти в залежи, системы и стадии разработки и способы эксплуатации скважин.

Пластовые воды нефтяных месторождений представляют собой концентрированные растворы солей и, как правило, обладают нейтральным pH.

Если в воде присутствует сероводород, диоксид углерода или кислород из различных источников, то коррозионная активность резко возрастает.

В табл. 10.4 приведен физико-химический состав сточных вод основных месторождений ОАО "Оренбургнефть".

Видно, что попутно добываемые воды нефтяных месторождений в большинстве своем характеризуются высокой минерализацией и наличием сероводорода. По степени агрессивности воздействия на

коррозионный процесс наиболее сильное влияние оказывает сероводород. При адсорбции ионов H^+ ослабляется связь между поверхностными атомами, что облегчает проникновение водорода в металл.

В результате этого идет процесс наводороживания металла, приводящий к увеличению механических напряжений в металле, появлению трещин, пузырей, водородной хрупкости.

Практика эксплуатации водоводов системы ППД показала, что при перекачке агрессивных сточных вод срок службы водоводов до полной замены не превышает 5–6 лет, т.е. ниже нормативных сроков в два-три раза. При этом средняя за последние пять лет удельная частота порывов водоводов в два раза превышает этот показатель для нефтепроводов. При наличии в ОАО "Оренбургнефть" более 1700 км водоводов сточных вод высокого давления, по которым ежегодно перекачивается более 21000 тыс. м³ агрессивной жидкости, проблема борьбы с коррозией водоводов принимает актуальное значение.

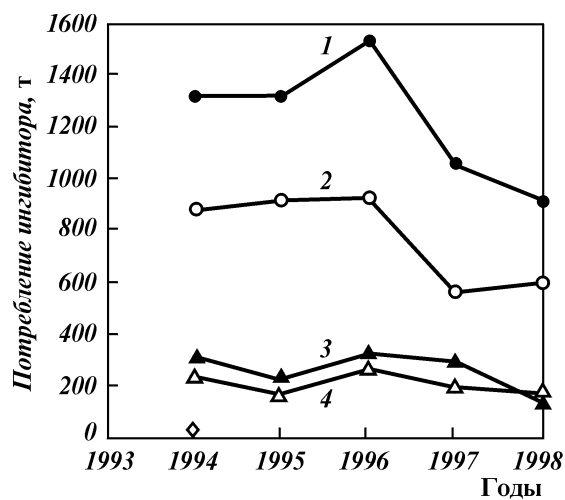


Рис. 10.3. Динамика потребления ингибиторов коррозии по подразделениям ОАО "Оренбургнефть":
 1 – в целом по ОАО "Оренбургнефть"; 2 – НГДУ "Бузулукнефть"; 3 – НГДУ "Бугурусланнефть"; 4 – НГДУ "Сорочинскнефть"

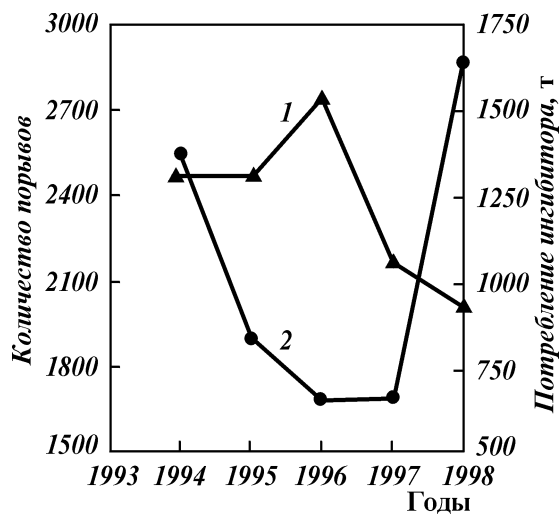


Рис. 10.4. Зависимость частоты порывов от количества закачанного ингибитора в ОАО "Оренбургнефть":
 1 – закачка ингибитора коррозии; 2 – количество порывов

Таблица 10.4

Физико-химический состав и свойства попутных вод основных месторождений ОАО "Оренбургнефть"

НГДУ	Месторождение	Минерализация,	Плотность при	рН	Сероводород,	Ионный состав, г/л						Средняя скорость коррозии оборудования, мм/год
		г/л	20 °С, кг/м ³		мг/л	Cl	SO	HCO	Ca	Mg	K+Na	
Бузулук-нефть	Герасимовское	238	1,162	6,2	80	143,5	1,12	0,13	4,0	3,6	85,6	0,2488
	Бобровское	160	1,120	7,3	72	96,6	1,4	0,22	4,0	3,0	55,27	0,3489
	Тананыкское	221	1,160	6,7	116	133,0	1,0	0,22	4,0	1,22	75,0	0,3173
	Покровское	167	1,067	7,7	129	99,3	1,4	0,36	2,9	0,92	62,6	0,2445
	Курманаевское	220	1,175	6,6	170	131,9	1,2	0,19	3,6	1,96	81,2	0,2884
	Савельевское	252	1,172	6,4	88	151,0	1,18	0,26	5,5	1,80	92,5	0,4426
Сорочинск-нефть	Сорочинское	210	1,128	6,7	90	126,0	0,99	0,23	6,0	1,46	76,0	0,3656
Бугуруслан-нефть	Никольское											
	Красноярское	103	1,077	7,0	136	59,4	1,93	0,40	3,5	0,61	37,4	1,1837
	Заглядинское	128	1,120	6,7	143	75,4	1,55	0,24	4,0	1,52	46,0	0,7154
	Ибряевское	133	1,092	7,5	298	78,0	1,70	0,34	1,2	0,48	51,0	1,4672
	Карповское	140	1,100	6,6	143	84,0	1,40	0,28	6,0	2,10	140,0	1,0926
ЮжОренбургнефть	Пономаревское	107	1,074	6,5	—	64,0	1,76	0,18	8,0	1,20	107,0	1,3574
	Зайкинское	98	1,032	6,6	—	30,1	0,33	0,22	2,5	1,22	49,7	1,075

В ОАО "Оренбургнефть" основным методом борьбы с коррозией является ингибиторная защита. Динамика объемов внедрения основных ингибиторов коррозии за последние пять лет по структурным подразделениям ОАО "Оренбургнефть" приведена на рис. 10.3. Зависимость частоты порывов трубопроводов от количества закачанного ингибитора показана на рис. 10.4.

Ежегодно разрабатывается комплексная "Программа ингибиторной защиты нефтепромышленного оборудования и трубопроводов от коррозии", которая включает в себя: проведение научно-исследовательских работ по выбору способов борьбы с коррозией и поиску наиболее эффективных ингибиторов коррозии, применительно к условиям нефтяных месторождений Оренбургской области; проведение опытно-промышленных работ на скважинах; разработку нового оборудования и высокоэффективных технологий. Результаты научно-исследовательских работ по данной тематике приведены ниже.

10.3. ИССЛЕДОВАНИЯ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Подбор эффективных ингибиторов коррозии для условий нефтяных месторождений ОАО "Оренбургнефть"

Опыт разработки и эксплуатации нефтяных месторождений ОАО "Оренбургнефть", продукция которых содержит большое количество коррозионных компонентов (см. табл. 10.3), свидетельствует о необходимости применения ингибиторов для предупреждения коррозии и обеспечения надежной работы оборудования. Исследования выполнялись с целью подбора наиболее эффективных ингибиторов для защиты нефтепроводов и нефтесборных коллекторов, выявления степени влияния внешних и внутренних факторов на коррозионную стойкость сталей, выдачи практических рекомендаций по технике и технологии их применения. Подбор эффективных ингибиторов проводился с учетом многолетнего использования ингибиторов в других регионах страны. Необходимо было выбрать самые эффективные и близкие по природе реагенты, по возможности исключив частую их смену, так как последнее может приводить к временному усилению коррозионного действия.

В качестве исследуемых ингибиторов коррозии использовались химические реагенты: И-1-А, БВП500, И-1-В, И-К-Б-4, И-1-Д, И-21-Б, АНП-2, И-1-Е, КИ-1, ИКБ-6В, И-В, ИКБ-2-2, диэтиламин, ИФХАНГАЗ-1, ТПО, ФМИ, "Донбасс-1", ИКИПГ, ИКН-4, И-25-Д, ЛБ-

243, ЛБ-263, Витал, "Север-1", И-30-Д, АПС, ВФИКС-82, СНПХ-1002, СНПХ-6301, СНПХ-6012, СНПХ-6301, "Каспий", "Травик", ГИПХ-3б, Б1, Б2, Б3, Б4, Б5, Викор-1, Викор-1А, Минкор-1, Минкор-2, Минкор-3, НИИФОХ, ИСК-1, ИСК-2, Антик-1, ServoСК-398, ServoСК-337, ServoСК-378, ServoСК-830, Corexit7798, Corexit7660, Corexit7671, Corexit7755, Контол КР-1695, Контол К-490, прогамин, TRAVIS-8009, ТАРИН, Виско-904, Виско-938, Бактирам-607, Налько-4569, Рогекор, ВНПП-1, ВНПП-1Н, ВНПП-2, ВНПП-3 (летний), ВНПП-3 (зимний), ВНПП-4, Нефтехим-1, Нефтехим-2, Нефтехим-3, Дигафен-1, Дигафен-2.

Предварительные испытания проводились гравиметрическим методом по ОСТ 39-099-79 [68]. Концентрация ингибитора при этом составляла 50, 75, 100, 150, 200, 250, 300 или 350 мг/л.

В табл. 10.5 приведены результаты лабораторных испытаний этих химических реагентов и показана эффективность коррозионной защиты при оптимальной их концентрации. Видно, что по лабораторным испытаниям эффект защиты изменялся от 0 до 99 %. При этом эффективность реагента зависит от его концентрации и от среды испытаний. Для высокоэффективных ингибиторов проводились лабораторные испытания по поиску наиболее оптимальных концентраций их применения.

К наиболее эффективным для условий нефтяных месторождений ОАО "Оренбургнефть" были отнесены Дигафен, Нефтехим-1, Нефтехим-3, ингибиторы серии ВНПП и др. Эти высокоэффективные ингибиторы специально дополнительно исследовали для определения общей коррозии, коррозионного растрескивания, малоцикловой коррозионной усталости, наводороживания сталей [151]. Испытания проводили в двухфазных (1:1) системах на базе

Таблица 10.5

**Эффективность ингибиторов коррозии для условий месторождений
ОАО "Оренбургнефть"**

Ингибитор	Лабораторные испытания			Опытно-промышленные испытания		
	Среда испытаний	Концентрация, мг/л	Эффект защиты, %	Место (месторождение)	Удельный расход, г/м ³	Эффект защиты, %
И-1-А	Газовая	100	86–88	Султангулово-Заглядинское	200	96–99
				Никольское	1500	95–98
				Покровский г/п	1500	90–95
БВП500	Ст. вода	100	92–96	–	–	–
И-1-В	Покровская ст. вода	200	53	Покровское	120	60
				Бобровское	380	75
				Карповское	100	96
				Герасимовское	150	80
Диэтиламин	Газовая	200	95	Заглядинская ГКС	200	85–99
ИФХАНГАЗ-1	"	500	63–65	Покровская ГКС	200	80–98
	Покровская ст. вода	300	55–62	–	–	–
ТПО	Газовая	1500	84	Заглядинская ГКС	200	86–87
	Покровская ст. вода	300	85	–	–	–
ФМИ-7	Газовая	1500	43	–	–	–
Донбасс-1	"	1500	82	Заглядинская ГКС	200	95
	Покровская ст. вода	300	77	–	–	–
Витал	Пономаревская ст. вода	150	93	Пономаревское	120	85
Север-1	Бобровская ст. вода	50	62	Бобровское	44	93–98
ВФИКС-82	Тарханская пл. вода	70	52	–	–	–
СНПХ-1002	Покровская пл. вода	100	77	–	–	–
	То же	150	10	Покровское	100	80
	"	200	45	Бобровское	100	80
	Сорочинская ст. вода	50	50	–	–	–
СНПХ-6301	Покровская ст. вода	100	36	–	–	–
СНПХ-6012	Бобровская ст. вода	70	36	Бобровское	150	38
	То же	50	11	–	–	–

Продолжение табл. 10.5

Ингибитор	Лабораторные испытания			Опытно-промысловые испытания		
	Среда испытаний	Концентрация, мг/л	Эффект защиты, %	Место (месторождение)	Удельный расход, г/м ³	Эффект защиты, %
Нефтехим	Тарханская ст. вода	50	11	—	—	—
Каспий	Бобровская в/н. эм.	100	5	—	—	—
	То же	100	50	Покровская в/н эм.	40	86
	Бобровская ст. вода	30	55	Бобровская в/н эм.	40	90
	Курманаевская в/н эм.	50	38	ЗУ-1	40	90
ГИПХ-36	Пономаревская пр. вода	100	34	—	—	—
Б1	Зайкинский конден.	50	29	—	—	—
Б3	То же	100	54	—	—	—
	Пономаревская ст. вода	50	33	—	—	—
Викор-1	Самодуровская ст. вода	25	56	Бобровско-Кулешовский н/п	30	90
	То же	50	72	ЗУ-25	33	90
	Покровская ст. вода	100	46	ЗУ-3	30	—
	То же	100	46	ЗУ-10	26	—
	Пономаревская ст. вода	50	46	Красноярские ОС	50–100	87–90
	То же	50	46	Заглядинские ОС	50–100	87–90
	Тананыкская ст. вода	50	53	—	—	—
	То же	100	37	Курманаевское	100	16
	Заглядинская ст. вода	50	60	—	—	—
	То же	100	78	—	—	—
	Герасимовская ст. вода	100	40	Герасимовское	200	54
	То же	200	80	—	—	—
	Красноярская ст. вода	100	85	Тананыкская БКНС	200	35
	Бобровская в/н эм.	100	46	Покровское	100	82
	Тананыкская ст. вода	30	48	—	—	—
ИСК-2 Антик-1	То же	60	71	—	—	—
	Самодуровская в/н эм.	30	71	Бобровская БКНС	25	50
	Ибряевская ст. вода	50	79	Н/сб кол.	50	73

Продолжение табл. 10.5

Ингибитор	Лабораторные испытания			Опытно-промысловые испытания		
	Среда испытаний	Концентрация, мг/л	Эффект защиты, %	Место (месторождение)	Удельный расход, г/м ³	Эффект защиты, %
ВНПП-1	Заглядинская ст. вода	50	15	Заглядинские ОС	100	97
	Сорочинская ст. вода	70	51	Тарханская БКНС	100	95
	Пономаревская ст. вода	25	–	Байтугановская УПСВ	–	–
	Савельевская ст. вода	50	67	Красноярская НСУ	50	90
	То же	100	70	Карповская ГС	–	–
	Карповская ст. вода	50	54	Герасимовская ВРП-3	100	82
	Сорочинская ст. вода	50	10	Тананьинская скважина	100	81
	То же	100	53	–	–	–
	"	200	67	–	–	–
	"	200	0	–	–	–
ВНПП-2	Пономаревская ст. вода	25	0	–	–	–
ВНПП-3 (зимний)	То же	50	28	–	–	–
	Сорочинская ст. вода	50	49	–	–	–
ВНПП-4	Савельевская ст. вода	50	46	–	–	–
	То же	70	52	–	–	–
ВНПП-1Н	Пономаревская ст. вода	100	7	–	–	–
ServoCK-378	Пономаревская ст. вода	100	30	–	–	–
	Никольская ст. вода	100	72	–	–	–
ServoCK-830	Покровская ст. вода	100	87–98	Покровское	75	86
	Бобровская ст. вода	100	80–85	–	–	–
Corexit7798	Покровская ст. вода	100	52	Герасимовское	75	82
	Бобровская ст. вода	100	55–57	Бобровское	82	89
Corexit7660	Покровская ст. вода	100	61–74	–	–	–
	Бобровская ст. вода	100	68	Бобровское	56	83–92
	Красноярская ст. вода	100	77–85	Байтуганское	100	90
Corexit7660	Покровская ст. вода	100	65–67	Покровское	100	97
	Бобровская ст. вода	100	74–79	–	–	–

Продолжение табл. 10.5

Ингибитор	Лабораторные испытания			Опытно-промысловые испытания		
	Среда испытаний	Концентрация, мг/л	Эффект защиты, %	Место (месторождение)	Удельный расход, г/м ³	Эффект защиты, %
Согехит7671	Покровская ст. вода	100	27–31	Тархановское	100	Неэф.
	Бобровская ст. вода	100	17–30	–	–	–
Контроль КР-1695	Покровская ст. вода	50–75	70–80	Покровское	75	91
Контроль К-490	То же	–	–	Пономаревское	75	70–80
Согехит7755	"	500	36–45	–	–	–
Виско-904	"	200	8	–	–	–
Бактирам-607	"	50	25	–	–	–
	Бобровская ст. вода	70	35	Бобровское	30	87–90
	Никольская ст. вода	30	65	–	–	–
	Покровская в/н эм.	50	48	Н/сб кол.	50	83
Виско-938	То же	40	64	Покровское	60	80
	"	60	55	–	–	–
	"	80	51	–	–	–
	Тарханская в/н эм.	60	80	Н/сб кол.	60	82
Налько-4569	Сорочинская ст. вода	100	21	–	–	–
Рогекор	Самарская ст. вода	50	25	–	–	–
	То же	100	62	–	–	–
	Заглядинская ст. вода	50	31	–	–	–
	То же	100	35	–	–	–
	Покровская ст. вода	100	58	–	–	–
	Курманаевская ст. вода	50	52	–	–	–
	То же	100	63	–	–	–
	"	200	45	–	–	–

Примечание. ст. вода – сточная вода; пл. вода – пластовая вода; пр. вода – пресная вода; в/н эм. – водонефтяная эмульсия; конден. – конденсат; г/п – газопровод; н/п – нефтепровод; н/сб кол. – нефтесборный коллектор; ГКС – газокompрессорная станция; ЗУ – замерная установка; БКНС – блочная кустовая насосная станция; ОС – очистные сооружения; УПСВ – установка первичного сброса воды.

стандартной среды NACE (5 г/л NaCl + 0,25 мг/л CH₃COOH). Для имитации углеводородной фазы использовали осветленный керосин и нефть Тананыкского месторождения. Скорость общей коррозии и защитное действие ингибиторов рассчитывали по потере массы

плоских образцов Ст3 (50×20×2 мм). Определение водорода на образцах стали осуществляли методом вакуумной экстракции на вакуумном декриптомере ВД-4. Эффективность торможения ингибиторами процесса наводороживания рассчитывали по формуле

$$Z_n = \frac{C_n^0 - C_n^и}{C_n^0} \times 100 \%, \quad (10.1)$$

где C_n^0 , $C_n^и$ – содержание водорода в металле образца, выдержанного соответственно в коррозионной среде и среде, содержащей ингибитор.

Испытания на малоцикловую усталость проводили на образцах стали отечественных марок К, Д, Л, Е в среде NACE, насыщенной сероводородом, на машине ИИ-2 при частом изгибе образца. Сопротивление стали многоциклового коррозионной усталости оценивали числом циклов до полного разрушения образцов N_p . Эффективность ингибиторов оценивали коэффициентом защиты

$$K_{N_p} = N_p^и / N_p^0, \quad (10.2)$$

где N_p^0 – число циклов до полного разрушения образцов в неингибиторной среде; $N_p^и$ – число циклов до полного разрушения образцов в ингибиторной среде.

Испытания на коррозионное растрескивание проводили на образцах отечественной стали марок Л и Д. На установке FORCTER-101/1 измерены пределы текучести сталей. Напряжение растяжения при коррозионном растрескивании составляло $0,95\sigma_T$. Математическая обработка линейных зависимостей проведена методом наименьших квадратов.

Результаты коррозионных испытаний, выполненных при различной температуре, приведены в табл. 10.6. Видно, что эффективность ингибиторов при 20 °С снижается в ряду ВНПП-1Н > > ВНПП-1 > ВНПП-2 > Нефтехим-1 > Дигазфен-2. С повышением температуры наблюдается снижение эффективности ингибиторов.

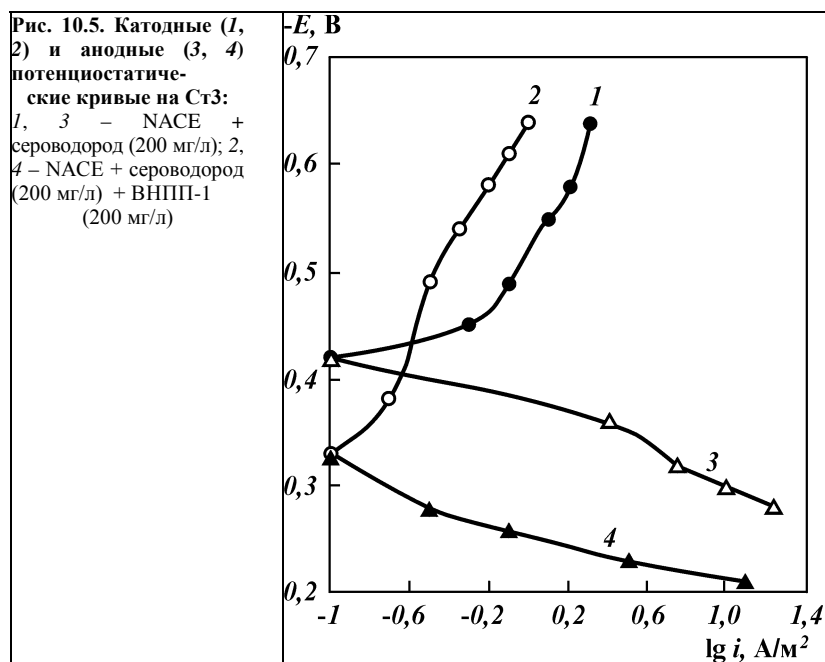
По данным, полученным математической обработкой результатов экспериментов, установлено, что коррозия в изучаемых средах идет с кинетическим контролем. Все использованные ингибиторы повышают эффективную энергию активации процесса коррозии (табл. 10.7). Наибольшее изменение энергии активации отмечается для ингибиторов ВНПП-1Н и ВНПП-1, обладающих максимальным защитным действием среди изучаемых добавок.

Таблица 10.6
Сравнительные испытания ингибиторов коррозии
(коррозионная стойкость Ст3 в средах NACE + H₂S (200 мг/л) +
керосин + ингибитор (C_и = 200 мг/л)

Ингибитор	Время, ч	Температура, °С	Скорость коррозии, г/(м ² ·ч)	Коэффициент торможения	Степень защиты, %
Без ингибитора	59	20	0,0155	–	–
ВНПП-1	59	20	0,0032	4,84	79
ВНПП-2	59	20	0,0053	2,92	66
ВНПП-1Н	59	20	0,0021	7,38	86
Нефтехим-1	59	20	0,0088	1,76	43
Дигазфен-2	59	20	0,0118	1,31	24
Нефтехим-3	59	20	0,0071	2,18	54
Без ингибитора	5	40	0,137	–	–
ВНПП-1	5	40	0,044	3,11	68
ВНПП-2	5	40	0,087	1,57	36
ВНПП-1Н	5	40	0,055	2,49	60
Нефтехим-1	5	40	0,087	1,57	36
Дигазфен-2	5	40	0,0114	1,20	17
Нефтехим-3	5	40	0,088	1,56	36
Без ингибитора	5	60	0,312	–	–
ВНПП-1	5	60	0,160	1,95	49
ВНПП-2	5	60	0,225	1,39	28
ВНПП-1Н	5	60	0,180	1,73	42
Нефтехим-1	5	60	0,278	1,12	11
Дигазфен-2	5	60	0,284	1,10	9
Нефтехим-3	5	60	0,260	1,20	17
Без ингибитора	5	80	0,512	–	–
ВНПП-1	5	80	0,387	1,32	24
ВНПП-2	5	80	0,478	1,07	7
ВНПП-1Н	5	80	0,387	1,32	24
Нефтехим-1	5	80	0,475	1,08	7
Дигазфен-2	5	80	0,450	1,14	12
Нефтехим-3	5	80	0,470	1,09	9

Таблица 10.7
Значения энергии активации Ст3 в NACE + H₂S (200 мг/л) + керосин

Ингибитор	Энергия активации, кДж/моль	Изменение энергии активации, кДж/моль	Коэффициент корреляции
Без ингибитора	49	–	0,961
ВНПП-1	68	19	0,980
ВНПП-2	63	13	0,963
ВНПП-1Н	74	25	0,965
Нефтехим-1	57	8	0,972
Дигазфен-2	53	4	0,966
Нефтехим-3	59	10	0,967



Для выяснения характера действия исследуемых ингибиторов на частные электродные реакции были потенциостатически сняты анодные и катодные кривые в растворе NACE в присутствии сероводорода при температуре 20 °С (рис. 10.5).

В присутствии ингибиторов стационарный потенциал свободной коррозии повышается на 40–100 мВ и изменяются тафелевы коэффициенты катодного γ_k и анодного γ_a процессов (табл. 10.8).

Таблица 10.8

Значения стационарных потенциалов, тафелевых коэффициентов и коэффициентов корреляции для Ст3 в среде NACE + H₂S (200 мг/л)

Ингибитор	Стационарный потенциал коррозии, В	γ_a	γ_k	Коэффициенты корреляции	
				γ_a	γ_k
Без ингибитора	–0,42	0,09	–0,38	к–0,948; а–0,985	0,985
ВНПП-1	–0,34	0,06	–0,36	к–0,980; а–0,961	0,961
ВНПП-2	–0,375	0,07	–0,28	к–0,967; а–0,996	0,996
ВНПП-1Н	–0,33	0,05	–0,39	к–0,981; а–0,992	0,992
Нефтехим	–0,38	0,06	–0,42	к–0,987; а–0,988	0,988
Дигазфен	0,38	0,10	–0,34	к–0,995; а–0,910	0,910

Таблица 10.9

**Коэффициенты торможения катодного и анодного процессов
на Ст3 в среде NACE+H₂S (200 мг/л) в присутствии ингибиторов
(C_и = 200 мг/л)**

Ингибитор	Стацио- нарный потен- циал, В	Коэффициент		Ингибитор	Стацио- нарный потен- циал, В	Коэффициент	
		катодно- го тормо- жения	анодного торможени я			катодно- го тормо- жения	анодного тормо- жения
ВНПП-1	0,5	2,0	–	Дигазфен	0,5	1,2	–
	0,25	–	12		0,25	–	3,2
Нефтехим-3	0,5	1,6	–	ВНПП-2	0,5	1,3	–
	0,25	–	2		0,25	–	2,3
Нефтехим-1	0,5	1,2	–	ВНПП-1Н	0,5	1,9	–
	0,25	–	8		0,25	–	15

Ингибиторы тормозят катодный и анодный процессы. Повышение стационарного потенциала свидетельствует о преимущественном торможении ингибитором анодной реакции, что подтверждается расчетом коэффициентов торможения частных электродных реакций (табл. 10.9).

Разрушение углеродистой стали в двухфазной системе происходит в несколько стадий. Сначала коррозия развивается в основном в водной фазе, где pH относительно низок, а металл лишен защитных пленок. Постепенно скорость коррозии здесь снижается, что связано с некоторым повышением pH и образованием на металле пленки продуктов сероводородной коррозии, имеющей небольшие защитные свойства. Процесс интенсивно развивается в углеводородной среде, и скорость коррозии металла резко возрастает.

В связи с этим важно длительное сохранение защитного действия ингибиторов в двухфазных средах. В табл. 10.10 приведены результаты пятимесячных исследований эффективности ингибиторов в системах, содержащих в качестве второй фазы нефть. Ингибиторы вводились в систему один раз в начале эксперимента. Видно, что скорость коррозии Ст3 в изученных условиях невысока (0,017 г/м²). Защитный эффект ингибиторов при длительных испытаниях составляет 5–60 %.

Ингибиторы, используемые в сероводородсодержащих средах, должны наряду с общей коррозией эффективно замедлять процессы наводороживания, поэтому был проведен анализ содержания водорода после воздействия коррозионной среды (табл. 10.11).

При концентрации 200 мг/л ингибитор ВНПП-1 наиболее эффективен.

Исследовано влияние ингибиторов серии ВНПП на долговечность стали при малоциклового коррозионной усталости и коррозионном растрескивании в сероводородсодержащих средах (табл. 10.12, 10.13).

Таблица 10.10

Скорость коррозии J , коэффициенты торможения K и степень защиты Z Ст3 при различных концентрациях ингибитора $C_{\text{и}}$ в средах NACE + H₂S (200 мг/л) + нефть (время испытаний 4200 ч)

Ингибитор	$C_{\text{и}}$, мг/л	J , г/(м ² ·ч)	K	Z , %	Ингибитор	$C_{\text{и}}$, мг/л	J , г/(м ² ·ч)	K	Z , %
Без ингибитора	—	0,017	—	—	ВНПП-1Н	50	0,0070	2,43	59
					200	0,0060	2,83	64	
ВНПП-1	50	0,0086	1,98	49	Нефтехим-3	50	0,0080	2,13	51
	200	0,0060	2,83	64	200	0,0063	2,69	63	

Таблица 10.11

Результаты определения эффективности ингибиторной защиты от наводороживания в среде NACE + H₂S (200 мг/л) в присутствии ингибиторов ($C_{\text{и}} = 200$ мг/л)

Ингибитор	Содержание водорода, см ³ /кг	K	Z , %	Ингибитор	Содержание водорода, см ³ /кг	K	Z , %
Без ингибитора	13,40	—	—	Нефтехим-1	3,94	3,4	70
ВНПП-1	5,36	2,5	60	Нефтехим-3	5,82	2,3	56
ВНПП-2	7,05	1,9	47	Дигафен-2	12,8	1,1	5
ВНПП-1Н	3,35	4,0	75				

Таблица 10.12

Число циклов до разрушения стали N_p и коэффициент защиты K_{N_p} в растворе NACE с добавками ингибиторов (концентрация ингибиторов 200 мг/л при относительной деформации образцов $E = 0,98$ % с частотой нагружения 0,83 Гц)

Марка стали	Воздух	Раствор NACE	Раствор NACE с сероводородной добавкой					
			ВНПП-1Н		ВНПП-1		ВНПП-2	
			N_p	K_{N_p}	N_p	K_{N_p}	N_p	K_{N_p}
К	3986	590	986	1,67	1019	1,78	638	1,08
Л	3299	551	960	1,74	737	1,38	730	1,32
Д	2859	570	1333	2,34	663	1,16	723	1,27
Е	3201	546	1111	2,03	1074	1,98	633	1,16

Видно (см. табл. 10.12), что на воздухе долговечность при циклическом нагружении ниже всех у стали марки Д, однако в сероводородсодержащих средах NACE число циклов до разрушения резко (до 550–590) уменьшается у всех сталей. При добавке в среду ингибиторов ВНПП-1Н, ВНПП-1 и ВНПП-2 сопротивление коррозионно-усталостному разрушению повышается.

Таблица 10.13

**Время до разрушения стали τ_p и коэффициент защиты K_{Np}
в растворе NACE, насыщенном сероводородом с добавками ингибиторов
($C_H = 200$ мг/л; напряжение $\sigma = 0,95\sigma_r$)**

Марка стали	τ_p в растворе NACE + H ₂ S, мин	Раствор NACE+H ₂ S с добавкой					
		ВНПП-1Н		ВНПП-1		ВНПП-2	
		τ_p , мин	K_{Np}	τ_p , мин	K_{Np}	τ_p , мин	K_{Np}
Л	108	421	3,9	351	3,25	431	4,0
Д	104	542	5,21	473	4,55	418	4,0

Защитная эффективность исследуемых ингибиторов (см. табл. 10.6, 10.11) располагается в следующей последовательности: ВНПП-1Н > ВНПП-1 > ВНПП-2, а эффективность защиты исследуемых ингибиторов на долговечность стали при малоциклового коррозионной усталости находится примерно на одном уровне.

Высокоэффективные для условий ОАО "Оренбургнефть" ингибиторы серии ВНПП представляют собой специальным образом аммонизированные отходы производства капролактама с добавлением натуральных растительных масел и модифицирующих ПАВ. Эти ингибиторы не вызывают пенообразования и не препятствуют полному разделению водонефтяных эмульсий. Возможно их длительное хранение без изменения технологических характеристик.

Дальнейшим направлением работ по использованию данных ингибиторов в промысловых условиях стало определение оптимальных концентраций закачки и разработка специального оборудования для их подачи [159].

В табл. 10.14 и графически на рис. 10.6, 10.7 приведены результаты исследований по выбору оптимальных концентраций предлагаемых для внедрения ингибиторов. Видно, что эффективность их различна в зависимости от состава раствора. Наиболее эффективны ВНПП-1Н и ВНПП-2 в 3%-ном растворе NaCl. Степень защиты Ст3 в присутствии этих ингибиторов не ниже 85–90 % при оптимальной концентрации 100–200 мг/л.

Также подробно была изучена эффективность ингибиторов серии ВНПП и в пластовых водах месторождений ОАО "Оренбургнефть". Часть этих результатов приведена в табл. 10.15.

Опытно-промысловые испытания проведены на водопроводах сточных вод НГДУ "Бугурусланнефть", "Бузулукнефть" и ряде других объектов. Широко были представлены коррозионные среды: от слабокислых, высокоминерализованных, относящихся к сероводородсодержащим водам хлоркальциевого типа, до сред, насыщенных диоксидом углерода и кислородом. Защитное действие

Таблица 10.14

Зависимость скорости коррозии J Ст3 и степени защиты Z от типа ингибитора и его концентрации (температура 20 °С, время испытаний 5 ч)

Ингибитор	Концентрация ингибитора, мг/л	3 % NaCl и сероводород		3 % NaCl		3 % NaCl и диоксид углерода	
		J , г/(м ² ·ч)	Z , %	J , г/(м ² ·ч)	Z , %	J , г/(м ² ·ч)	Z , %
Без ингибитора	–	1,40	–	1,03	–	1,08	–
TRAVIS-8009	50	0,85	39	0,79	23	0,72	33
(база сравнения)	100	0,67	52	0,63	39	0,57	47
	200	0,52	63	0,51	51	0,54	50
Нефтехим-3	50	1,34	4	0,51	51	0,56	48
	100	0,85	39	0,39	62	0,54	50
	200	0,46	67	0,33	68	0,20	81
Дигазфен	50	0,88	37	0,69	33	0,94	13
	100	0,85	39	0,66	36	0,90	17
	200	0,56	60	0,41	60	0,83	23
ВНПП-1Н	50	0,36	74	0,36	65	0,30	72
	100	0,20	86	0,16	84	0,10	91
	200	0,13	91	0,10	90	0,07	94
ВНПП-1	50	0,80	43	0,59	43	0,33	69
	100	0,56	60	0,44	57	0,20	81
	200	0,14	90	0,30	71	0,10	91
ВНПП-2	50	0,95	32	0,50	51	0,11	90
	100	0,85	39	0,36	65	0,10	91
	200	0,80	43	0,16	84	0,07	94

ингибиторов ВНПП-1, ВНПП-1Н контролировали по образцам-свидетелям.

Для дозирования ингибиторов серии ВНПП были сконструированы специальные струйные дозирующие насосы, в которых механические системы заменены элементами струйной техники. Это позволило провести снижение габаритов оборудования и создать герметичную систему, обеспечивающую хорошее диспергирование ингибиторов коррозии в потоке жидкости. Схема установки представлена на рис. 10.8.

Поток рабочей жидкости подведен к соплу струйного насоса из выходного трубопровода высокого давления, связывающего насосную станцию с нагнетательными скважинами. Линия подачи ингибитора проведена через теплообменник и регулятор расхода к приемной камере струйного насоса. Тонкодисперсная смесь рабочей жидкости и ингибитора отводится из рабочей камеры струйного насоса во входной трубопровод низкого давления. Давление на выходе струйного дозирующего насоса при испытании ингибиторов серии ВНПП изменялось в диапазоне 0,5–3,0 МПа. Подачу ингибитора выбирали в диапазоне 2,0–15,0 л/ч, который может быть расширен до 50,0 л/ч.

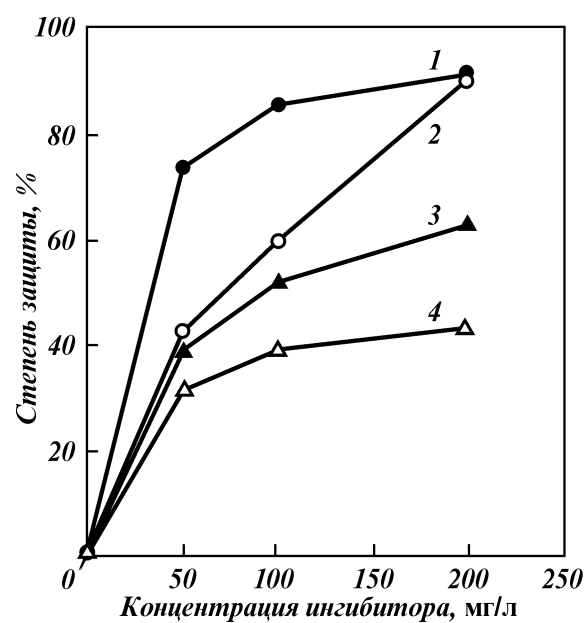


Рис. 10.6. Степень защиты ингибиторов серии ВНПП в сероводородсодержащей среде при различных концентрациях:
 1 – ВНПП-1Н; 2 – ВНПП-1; 3 – TRAVIS-8009 (база сравнения); 4 – ВНПП-2

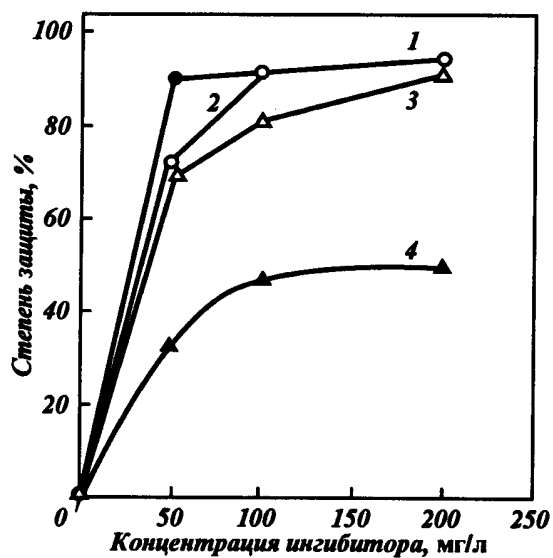


Рис. 10.7. Степень защиты ингибиторов серии ВНПП в среде диоксида углерода при различных концентрациях: 1 – ВНПП-2; 2 – ВНПП-1Н; 3 – ВНПП-1; 4 – TRAVIS-8009 (база сравнения)

Таблица 10.15

Результаты лабораторных испытаний эффективных ингибиторов серии ВНПП в пластовых водах месторождений ОАО "Оренбургнефть"

Месторождение, ингибитор	Концентрация, мг/л			Защитный эффект, %
	сероводорода	диоксида углерода	ингибитора	
Зайкинское, ВНПП-2	–	220	50	45
			100	56
			150	69
			200	81
Бобровское, ВНПП-1	34	204	50	32
			100	57
			150	74
			200	79
Бобровское, ВНПП-1	146	88	50	29
			100	45
			150	52
			200	71
Заглядинское, ВНПП-1Н	88	46	50	84
			100	94
Красноярское, ВНПП-1Н	197	114	100	52
			200	71
Сорочинско-Никольское, ВНПП-1	130	246	100	67
			200	71

Результаты опытно-промышленных испытаний, где эффективность ингибиторной защиты достигала 90–95 %, что превышало данные лабораторных измерений, позволили приступить в ОАО "Оренбургнефть" к широкому использованию ингибиторов серии ВНПП для защиты металлоизделий на водоводах, нефтесборных коллекторах и нефтепроводах.

*Подбор эффективных ингибиторов коррозии для защиты
газокомпрессорных станций*

Лабораторные испытания проводились с целью изучения защитного свойства ингибиторов и возможности их применения для защиты оборудования газокомпрессорных станций. Испытания защитного действия ингибиторов проводились в системе вода – углеводороды – сероводород. В этой системе в равновесных условиях при контакте с металлом протекают химические реакции с образованием самых разнообразных соединений. В механизме действия сероводородной коррозии большое значение имеет каталитическое действие сероводорода, заключающееся в усилении анодной реакции ионизации железа.

При выборе ингибиторов коррозии для защиты Покровской ГКС руководствовались следующими соображениями: ингибитор должен обладать эффективностью защиты в жидкой и газовой средах против общей коррозии и наводораживания, иметь высокую упругость паров при температурах 40–110 °С. Были выбраны реагенты: технический диэтиламин, ингибитор коррозии И-1-А, ТПО, ФМИ-7, Corexit7798, ИФХАНГАЗ. Оценка реагентов проводилась в б. ЦНИЛе "Оренбургнефть" согласно известным методикам.

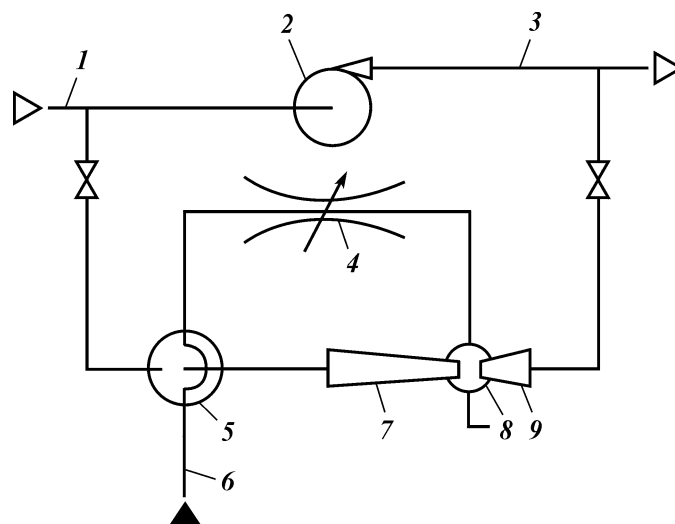


Рис. 10.8. Схема струйной дозировочной установки:

1 – входной трубопровод низкого давления; 2 – насосная станция; 3 – выходной трубопровод высокого давления; 4 – регулятор расхода; 5 – теплообменник; 6 – линия подачи ингибитора; 7 – рабочая камера; 8 – приемная камера; 9 – сопло

Эффективность действия этих ингибиторов в различных средах, моделирующих реальные условия Покровской ГКС, приведена в табл. 10.16.

По результатам лабораторных исследований наиболее эффективным для условий перекачиваемой среды Покровской ГКС оказался ингибитор коррозии ИФХАНГАЗ-1, который и был рекомендован для крупномасштабного внедрения.

Лабораторные испытания лакокрасочных покрытий

Для выбора наиболее эффективного лакокрасочного покрытия для защиты от коррозии резервуаров проводили длительные лабораторные испытания на его устойчивость к разрушающему воздействию различных агрессивных сред (вода, нефть, попутный нефтяной газ). Испытанию подвергали стальные образцы размером 100×50×1,5 мм. Средами служили: сточная вода и нефть месторождений ОАО "Оренбургнефть". Лабораторные испытания проводились в герметически закрытом сосуде, имитирующем резервуар. Каждый вид покрытия наносился на три образца по одной и той же технологии. Состояние покрытия (наличие вздутий, трещин, пузырей, изменение цвета, отслаивание) оценивали визуально. Адгезию лакокрасочного покрытия к

Таблица 10.16
Эффективность действия ингибиторов коррозии

Ингибитор	Концентрация ингибитора, мг/л	Скорость коррозии (мм/год) в среде			Эффект защиты (%), в среде		
		газо-вой	жидких углеводородов	водной	газо-вой	жидких углеводородов	водной
Corexit	0	0,698	0,765	0,892	—	—	—
	25	1,54	0,145	0,588	15	81	57
	50	0,68	0,155	0,242	30	79	72
	100	0,755	0,256	0,378	44	67	56
ТПО	0	0,769	1,272	0,737	—	—	—
	25	0,615	0,431	0,529	11	35	24
	50	0,555	0,336	0,489	24	44	31
	100	0,513	0,250	0,311	29	68	50
	1000	0,491	0,164	0,242	36	87	67
ФМИ-7	1500	0,116	0,272	0,233	84	78	68
	0	0,390	0,350	0,370	—	—	—
	50	0,534	0,530	0,550	37	29	12
ИФХАНГАЗ-1	100	0,390	0,473	0,830	63	48	24
	0	0,017	0,025	0,020	—	—	—
	50	0,006	0,002	0,01	67	86	35
	100	0,006	0,003	0,009	71	87	59

поверхности металла определяли методом решетчатого надреза (ГОСТ 15140–69) (табл. 10.17).

*Испытания летучих ингибиторов для защиты от коррозии
крыш резервуаров*

Коррозионные процессы, происходящие в нефтяных резервуарах, зависят от большого числа разнообразных факторов и их сочетаний. Для исследования этих факторов и защитной оценки эффективности ингибиторов коррозии была изготовлена специальная установка, которая позволяла добиваться принудительного охлаждения поверхности образцов, обращенных в более теплую коррозионно-активную парогазовую среду, вызывая на ней конденсацию жидкости. При этом моделировались условия коррозии крыш резервуаров.

Уровень интенсивности общей коррозии в зависимости от содержания сероводорода и кислорода воздуха определялся при

Таблица 10.17

Стойкость лакокрасочных покрытий к воздействию различных агрессивных сред

Вид покрытия и последовательность его нанесения	Число слоев	Среда	Время испытания, сут	Состояние покрытия
АК-070	1	Сточная вода	452	Отслоение пленки
ХВ-16 + 2 % алюминиевой пудры	1	Нефть	452	Вздутие
ХВ-16	1	Газ	452	Изменений нет
Лак этиноль	3	Сточная вода	452	Отслоение на 50 %
	3	Нефть	452	Отслоение по ребрам
	3	Газ	452	Местное вздутие
Асбовинил	3	Сточная вода	452	То же и отслоение
ВЛ-02	1	То же	346	Отслоение пленки
ВЛ-02 + 20 % асбовинила	4	Нефть	346	Местное вздутие
	4	Газ	346	То же
Эпоксидная композиция на основе смолы ЭД-20	3	Сточная вода	452	Отслоение по ребрам и поверхности
	3	Нефть	452	
	3	Газ	452	Отслоение по ребрам
Эпоксидная композиция на основе смолы ЭД-16	3	Сточная вода	420	Отслоение всей пленки
	3	Нефть	420	
	3	Газ	420	
Эпоксидно-этинолевая композиция без наполнителя	3	Сточная вода	452	Отслоение краски
	3	Нефть	452	Местное вздутие
	3	Газ	452	
ВЛ-02 + эпоксидно-этинолевая композиция с наполнителем	1	Нефть	429	Изменений нет
	3			
	1	Газ	429	То же
	3			
Преобразователь ржавчины П-1Т	1	Сточная вода	115	Без нарушений
Преобразователь ржавчины П-1Т	1	То же	115	То же
+ эпоксидная композиция на основе смолы ЭД-16 с наполнителем + алюминиевая пудра	3			
	1	Нефть	188	Темные пятна
	1	Газ	266	
Эпоксидная композиция на основе смолы ЭИС-1 с наполнителем + алюминиевая пудра	2	Сточная вода	237	Без нарушений
		Нефть	237	
	1	Газ	237	
Эпоксидная композиция на основе смолы ЭИС-1 с наполнителем + титановый порошок	2	Сточная вода	237	То же
		Нефть	237	
	1	Газ	237	

Продолжение табл. 10.17

Вид покрытия и последовательность его нанесения	Число слоев	Среда	Время испытания, сут	Состояние покрытия
Преобразователь ржавчины П-1Т + эпоксидная композиция на основе смолы ЭИС-1 с наполнителем + титановый порошок ПКК	1	Сточная вода	186	Без нарушений
	2	Нефть	186	
	1	Газ	186	
Технокор	1	Сточная вода	40	Хорошая адгезия
		Воздух	35	
	1	Сточная вода	41	
Технокор	1	Воздух	1	"
	2	Сточная вода	40	
		Воздух	1	
Грунтовка ЭП-0199	1	Сточная вода	50	Пленка не нарушена, хорошая адгезия
		Воздух	1	
	2	То же	50	

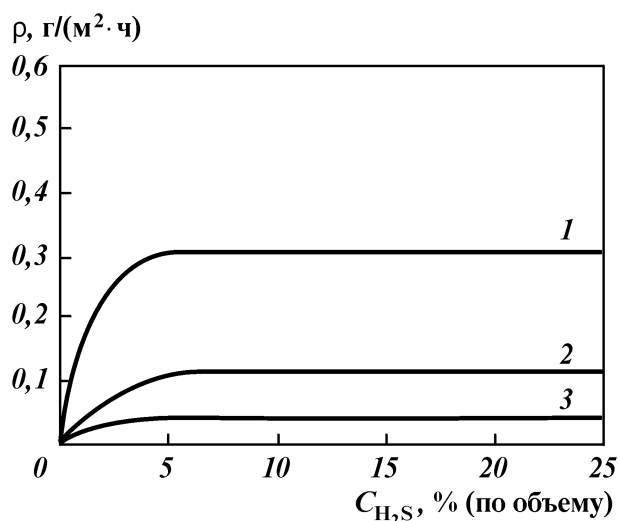


Рис. 10.9. Зависимость интенсивности коррозии Ст3 в кислородсероводородсодержащей парогазовой фазе от концентрации в ней сероводорода (без принудительного охлаждения контрольных образцов) над:
1 – 3%-ным водным раствором NaCl (200 мл); 2 – двухкомпонентной системой 3%-ный водный раствор NaCl – дизельное топливо в соотношении 1:1 (100 мл + 100 мл); 3 – дизельным топливом (200 мл)

следующих условиях: в качестве жидких коррозионных сред использовали 3%-ный водный раствор NaCl в соотношении 1:1 с

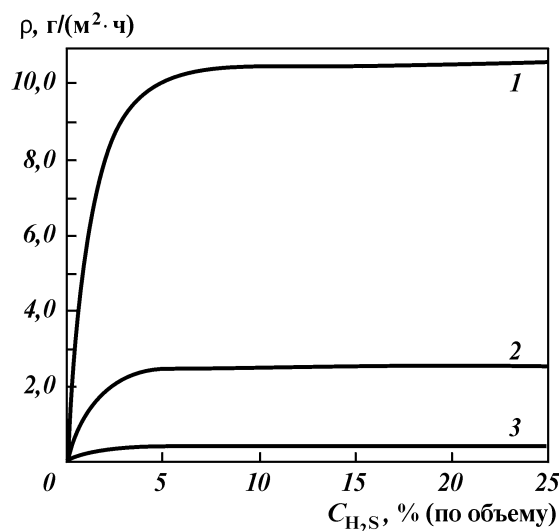


Рис. 10.10. Зависимость интенсивности коррозии стали Ст3 в кислородсероводородсодержащей парогазовой фазе от концентрации в ней сероводорода (с принудительным охлаждением контрольных образцов) над:

1 – 3%-ным водным раствором NaCl (200 мл); 2 – двухкомпонентной системой 3%-ный водный раствор NaCl – дизельное топливо; 3 – дизельным топливом (200 мл)

дизельным топливом; соотношение парогазовой и жидкой фаз 5:1; содержание сероводорода в паровой фазе 1,5; 3,5; 6,5; 10,0; 14,5; 25,0 %; концентрация сероводорода в жидкости 0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5; 3,0 г/л.

Результаты проведенных испытаний представлены графически (рис. 10.9, 10.10). Видно, что при постоянном содержании кислорода повышение концентрации сероводорода до 5 % приводит к увеличению степени интенсивности коррозии. При дальнейшем увеличении концентрации интенсивность коррозии стабилизируется на достигнутом уровне. Конденсация влаги на поверхности металла очень сильно ускоряет коррозию над водой и над двухфазной системой жидкие углеводороды – вода и практически не сказывается на коррозии металла над обезвоженными жидкими углеводородами.

При эксплуатации нефтяных резервуаров наиболее характерными являются условия корродирования металла над системой нефть – вода (см. рис. 10.9, 10.10, кривые 2).

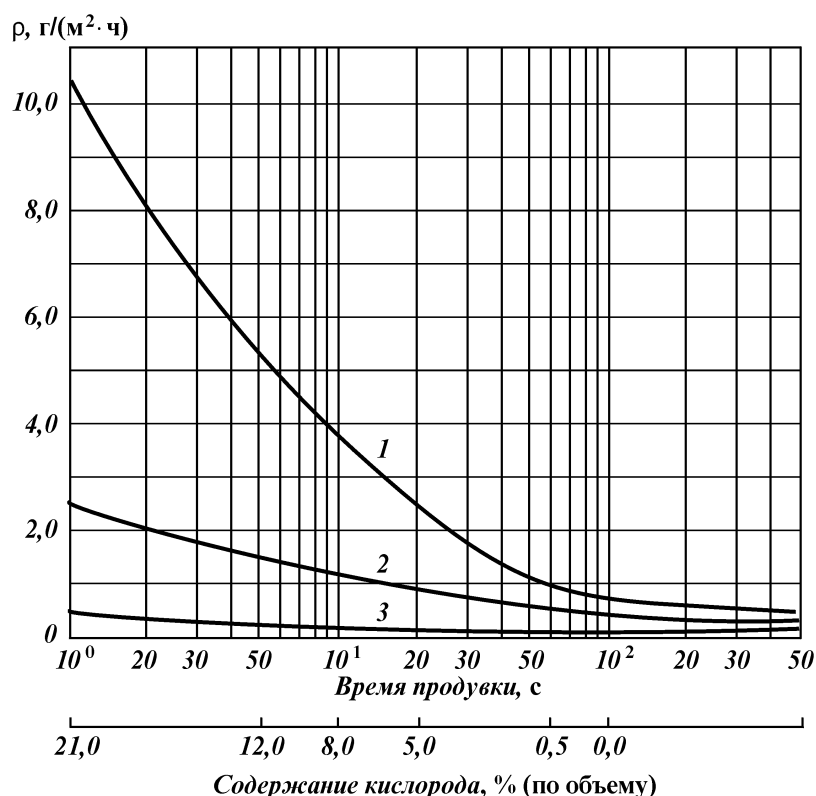


Рис. 10.11. Зависимость интенсивности коррозии Ст3 в кислородсеро-
дородсодержащей парогазовой фазе от различного содержания в ней кислорода
воздуха (с принудительным охлаждением контрольных образцов) над:
1 – 3%-ным водным раствором NaCl; 2 – двухкомпонентной системой 3%-ный
водный раствор NaCl – дизельное топливо; 3 – дизельным топливом

Зависимость интенсивности коррозии Ст3 в парогазовой фазе от содержания в ней кислорода (при постоянной концентрации сероводорода) для условий постоянной конденсации жидкости на металлической поверхности приведена на рис. 10.11. Видно, что ни сероводород, ни кислород в отдельности не приводят к столь значительной коррозии, нежели их совместное присутствие в парогазовой фазе. С уменьшением содержания кислорода в газовой смеси интенсивность коррозии падает, достигая при его полном отсутствии уровня интенсивности сероводородной коррозии стали.

Так как интенсивность коррозии стали в парогазовой фазе зависит от конденсации жидкости на поверхности металла, боль-шой интерес представляет изучение влияния на коррозию интенсивности

конденсации. В естественных условиях эксплуатации внутренняя и наружная поверхности стенки крыши и верхних поясов нефтяных резервуаров подвержены действию значительного перепада температур не только в различное время года, но и даже в течение суток. При температуре нефти, находящейся в резервуаре, около 30 °С стенки резервуара постоянно контактируют с ней и имеют близкую температуру. По мере удаления от поверхности нефти температура стенки резервуара, контактирующей с парогазовой фазой, постоянно изменяется и достигает в верхней его части значений температуры окружающей среды. При температуре воздуха минус 30 °С, а нефти 30 °С градиент температур достигает 60 °С. При таком температурном градиенте очень интенсивно происходит конденсация паров жидкости.

Влияние градиента температур на интенсивность коррозии стали в кислородсероводородсодержащей парогазовой фазе показано на рис. 10.12.

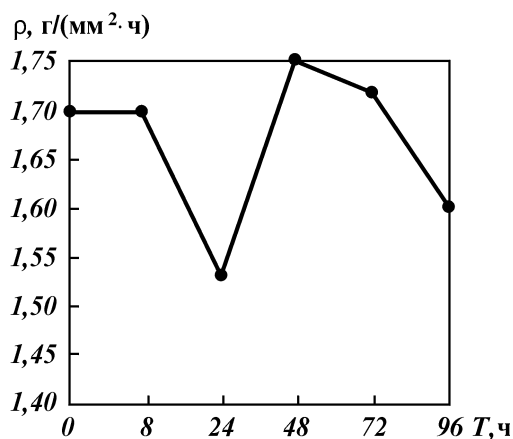
Видно, что градиенты температур до 10 °С в области комнатных (20–30 °С) и повышенных (70–80 °С) температур приводят к интенсивной конденсации жидкости, а следовательно, к резкому увеличению скорости коррозии по сравнению со скоростью коррозии сухой металлической поверхности. Увеличение градиента температур от 10 до 60 °С не приводит к интенсивной конденсации жидкости.

Для приблизительной оценки уровня интенсивности коррозии в б. ЦНИЛе "Оренбургнефть" была сконструирована специальная установка, моделирующая условия нефтяных резервуаров (температуру, "дыхание", суточный градиент температуры, заполнение и слив и т. д.).

Результаты опытов приведены на рис. 10.13, из которых следует, что интенсивность общей коррозии практически не зависит от продолжительности опыта и в среднем находится на уровне 1,7 г/(м²·ч).

Приблизительно такого уровня интенсивности коррозии крыш резервуаров можно ожидать в естественных условиях их эксплуатации.

Рис. 10.13. Зависимость интенсивности коррозии Ст3 в кислородсероводородсодержащей парогазовой фазе от продолжительности опыта в условиях, имитирующих условия эксплуатации нефтяных резервуаров



С целью оценки защитной эффективности и влияния на нее отдельных факторов, которые могут иметь место при эксплуатации резервуаров, были исследованы импортные парожидкофазные ингибиторы: Д-1, Д-4, Д-5, хинолин, Виско-4569, смесь ТЭА с этанолом; отечественные жидкофазные ингибиторы с легкими растворителями: И-25-Д, ИФХАНГАЗ, карбонат аммония. Защитная эффективность ингибиторов оценивалась над двухкомпонентной системой 10%-ный водный раствор NaCl – дизельное топливо в соотношении 1:1, насыщенной сероводородом до концентрации 0,5–1,0 г/л, т.е. типичной жидкой фазой для резервуаров. Условия проведения экспериментов: температура коррозионной парогазовой

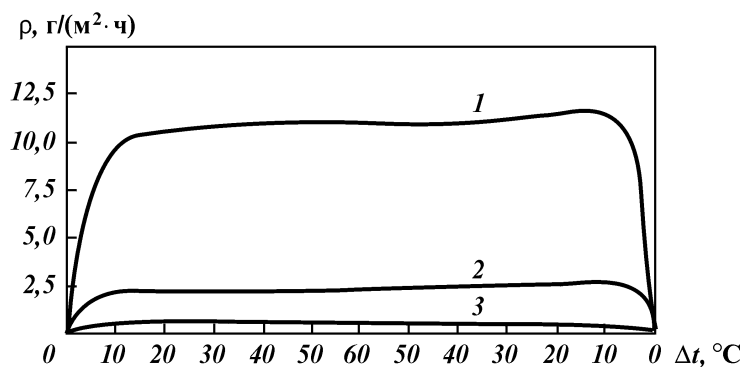


Рис. 10.12. Зависимость интенсивности коррозии Ст3 в кислородсероводородсодержащей парогазовой фазе от градиента температур между поверхностью контрольного образца и окружающей коррозионной средой над: 1 – 3%-ным водным раствором NaCl; 2 – двухкомпонентной системой 3%-ный водный раствор NaCl – дизельное топливо; 3 – дизельным топливом

фазы – 30 °С; температура охлаждаемой поверхности образца – 20 °С; продолжительность опытов – 6 ч; защитная эффективность ингибиторов периодически измерялась через 1, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35 и 40 сут.

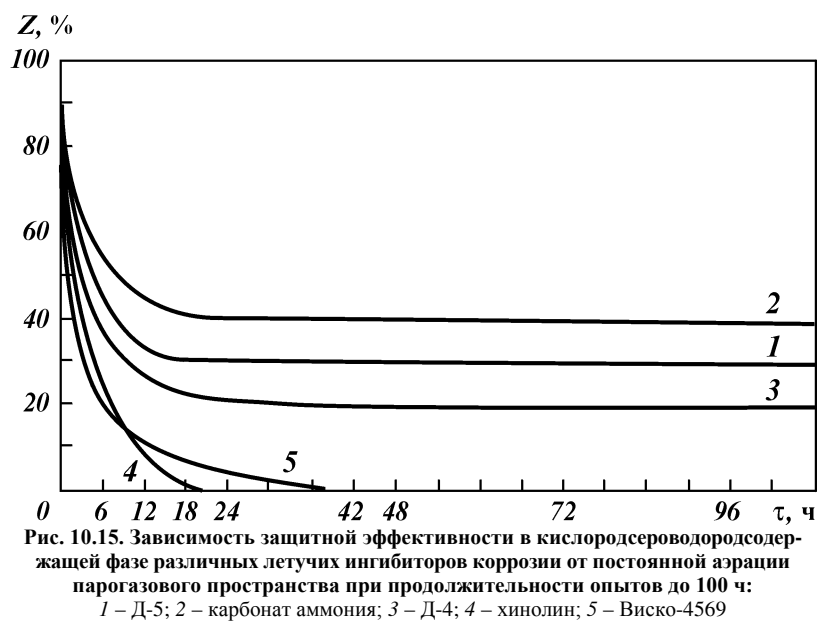
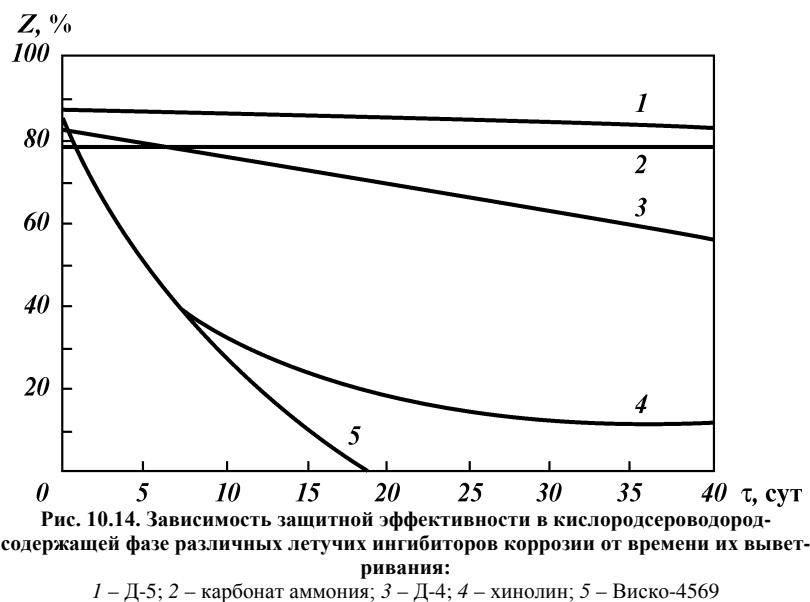
Полученные результаты приведены на рис. 10.14 и 10.15, из которых видно, что ингибиторы Д-5, Д-4 и карбонат аммония способны сохранять довольно высокий уровень защиты в течение длительного времени. Это свидетельствует о том, что данные продукты длительно сохраняют исходный состав и не деградируют. Ингибиторы Виско-4569 и хинолин с течением времени теряют свои высокие защитные свойства, проявляемые в начальный момент.

Также проведена оценка зависимости защитной эффективности этих же летучих ингибиторов от постоянной аэрации парогазового пространства (результат постоянного сообщения резервуара с атмосферным воздухом при его сливе и наполнении) (см. рис. 10.15).

Эти исследования показали, что постоянная аэрация парогазового пространства отрицательно сказывается на защитной эффективности всех испытанных ингибиторов. Наиболее значительные потери защитных свойств оказались у ингибиторов Виско-4569 и хинолин. Уровень защиты стали ингибиторами Д-5, Д-4 и карбонат аммония в данных условиях также очень низок.

По всем критериям из проверенных ингибиторов для условий ОАО "Оренбургнефть" лучшими оказались Д-5, Д-4 и карбонат аммония. Эти ингибиторы были рекомендованы для опытно-промышленной проверки в качестве защиты крыш нефтяных резервуаров от внутренней коррозии.

Исходя из возможностей производства в объеме промышленных поставок, сохранения постоянства состава и летучести в течение длительного времени, высоких защитных свойств в кислородсероводородсодержащей парогазовой фазе наиболее перспективным для защиты крыш резервуаров представляется использование ингибитора Д-5 производства фенольного завода РПО "Укркокс".



10.4. МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ КОРРОЗИИ В ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"

Стальные резервуары

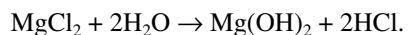
Стальные резервуары подвержены внешней и внутренней коррозии. Внешняя коррозия, в свою очередь, делится на почвенную и атмосферную.

Почвенной коррозии подвергается днище резервуара, находящееся в контакте с грунтом, а корпус и крыша резервуара – атмосферной коррозии, которая не бывает интенсивной, и ее предотвращают нанесением на наружную поверхность различных красок. Эти покрытия должны быть прочны и водонепроницаемы с тем, чтобы вода не проникала под слой краски и не вызывала электрохимического процесса разрушения. Коррозия днищ резервуаров зависит от химического состава грунтов и их влажности. Днища резервуаров защищают от коррозионного разрушения двумя методами: нанесением на внешнюю сторону днища битумной изоляции и созданием изолирующего слоя, а против агрессивного действия грунтовых вод применяют катодную и протекторную защиту.

Внутренняя коррозия резервуаров является более интенсивной, особенно в присутствии влажного воздуха и сернистых соединений, содержащихся в нефти. В этих условиях быстро выходит из строя крыша резервуара, которая постоянно контактирует с газовой воздушной смесью.

Сероводород в присутствии кислорода воздуха образует серную кислоту и сульфиды железа, вызывающие иногда самовозгорание и воспламенение нефтепродуктов. Для устранения контакта газа и кислорода воздуха с металлом крыш и корпусом резервуара внутреннюю поверхность их покрывают различными металлическими и пластмассовыми покрытиями, стойкими к воздействию нефти и легких углеводородов.

Пластовая вода, осаждающаяся на дне резервуаров, содержит различные соли, являющиеся хорошими электролитами. Металл днища резервуаров, как правило, неоднороден по составу, и в присутствии электролита отдельные части листов, обладая различными потенциалами, образуют гальванопары, являющиеся источниками электрохимической коррозии днищ. Интенсивность коррозионного разрушения днищ увеличивается, когда в пластовых водах содержится соль магния $MgCl_2$, которая при гидролизе образует соляную кислоту, существенно ускоряющую процесс разрушения днищ:



Коррозионному разрушению днищ в значительной степени способствует также подогрев нефти и пластовой воды, содержащихся в резервуарах.

В ОАО "Оренбургнефть" в эксплуатации находится 46 резервуаров, из них 42 резервуара для технологических нужд, два резервуара для товарной нефти и два водяных резервуара. Внутренняя поверхность резервуаров постоянно контактирует с парогазовой фазой, а днище и нижние пояса находятся в зоне постоянного контакта с подтоварной нефтью. В парогазовом пространстве резервуара периодически происходят изменение состава смеси и температуры металла, конденсация жидкости на металлической поверхности. Продолжительность эксплуатации этих резервуаров составляет 3,8–4,2 года. Анализ работы резервуаров показал, что наиболее интенсивной коррозии подвергаются кровля, днище, первый, седьмой и восьмой от днища пояса.

Сильную коррозию крыши и верхних поясов вызывают продукты газопаровой фазы, состоящей из паров углеводородов, сероводорода и влаги, выделяющихся из нефти. Так как стенки резервуара и крыша постоянно охлаждаются, то на них происходит конденсация влаги и углеводородов, в результате чего образуется тонкая пленка. Чем тоньше эта пленка, тем быстрее она насыщается кислородом, тем быстрее протекают коррозионные процессы. Это объясняет тот факт, что крыша резервуаров выходит из строя намного чаще верхних поясов. Первые коррозионные повреждения появляются в зоне сварных швов. Так, на РВС № 24 отмечены повреждения сварных швов, а на РВС-5000 № 1 полностью пришлось заменить крышу из-за сквозных отверстий.

В средней и нижней частях корпуса резервуара, где элементы конструкции постоянно и длительно находятся в жидкой среде и доступ кислорода из атмосферы затруднен, коррозионные разрушения незначительны.

Днища резервуаров имеют преимущественно язвенную коррозию. Так, РВС-5000 № 2 на Покровском месторождении вышел из строя из-за коррозии днища. Остаточная толщина днища составила всего 1 мм. Из-за "язвенной" коррозии полностью заменено днище резервуара РВС-5000 № 1. В днище обнаружено 15 сквозных разрушений диаметром 50–55 мм.

Коррозия днища и нижних поясов резервуаров происходит от воздействия подтоварной воды. Уровень водяной подушки в резервуарах для хранения товарной нефти невысок и находится в пределах 0,5 м. Но ввиду того, что нефть поступает в подогретом виде до температуры 45 °С, выделившаяся из нефтяной эмульсии вода имеет довольно высокую температуру и, соприкасаясь со стенками резервуара, вызывает интенсивную коррозию.

Механические примеси, присутствующие в воде и нефти, ускоряют процесс коррозии. Попадая в резервуар вместе с потоком, они с силой ударяются о днище и очищают поверхность металла от продуктов коррозии и прочих наслоений, обеспечивая тем самым доступ агрессивной среды к металлу. Кроме коррозионного разрушения происходит и дополнительное механическое разрушение.

Для защиты резервуаров от коррозии в ОАО "Оренбургнефть" широко используются следующие методы: периодическое добавление в подтоварную воду щелочей, нейтрализующих кислоты; нанесение покрытий из красок и лакокрасок; применение ингибиторов коррозии; протекторная защита. Однако ни один из перечисленных методов защиты, используемых в отдельности, не дает гарантий невыхода из строя резервуара по причине коррозии. Поэтому на практике применяется комплекс мер, включающий использование комбинаций из перечисленных методов.

Применение лакокрасочных покрытий. Долговечность и надежность лакокрасочных покрытий определяется химической стойкостью и гидроизоляционными качествами. Разрушение защитного покрытия в области днища и нижнего пояса происходит из-за большого содержания в агрессивной жидкости сернистых соединений, хлоридов, карбонатов, механических примесей. Высокое содержание этих компонентов является отличительной чертой нефтей Оренбуржья.

Надежное покрытие можно получить только при безукоризненной подготовке поверхности. Выбор технологического процесса подготовки поверхности под окраску обуславливается габаритами резервуара, видом загрязнения, количеством продуктов коррозии на поверхности металла и другими факторами. Затраты на подготовку поверхности во многих случаях составляют 40–70 % общей стоимости окрашивания. Для очистки металлической поверхности от окалины, ржавчины, масляных и других загрязнений применяются механическая и химическая очистка. К механической обработке поверхности относятся песко-, дробе- и гидроструйный способы очистки, а также очистка ручным, механизированным способом или электроинструментами. Из химических методов очистки основными являются обезжиривание в водных щелочных растворах и органических растворителях, травление, одновременное обезжиривание и травление, пассивирование, фосфатирование и т.д. Наиболее эффективными способами подготовки поверхности для условий Оренбуржья является песко- и дробеструйная обработка.

Под окраску были выбраны резервуары, находящиеся в длительной эксплуатации. Полностью удалялось старое покрытие и производилось покрытие эпоксидно-каменноугольной эмалью ЭП-5116 (ТУ 6-10-1369–73), которая наиболее устойчива к воздействию

минерализованной воды, сырой нефти и агрессивных компонентов (сероводорода, кислорода, диоксида углерода). Данное покрытие имеет хорошую адгезию к металлу, хорошую эластичность, отверждение при нормальной температуре. Для снижения вязкости эмали в нее добавляли растворитель № 646. Эмаль наносилась в четыре слоя с сушкой каждого слоя не менее 24 ч.

Еще более эффективным средством для покрытий резервуаров оказалась грунтовка ЭП-0199, производителем которой является НПО "Лакокрасопокровие". Данная грунтовка включает в свой состав и преобразователь ржавчины, поэтому ее можно наносить на неподготовленную поверхность с толщиной продуктов коррозии до 100 мкм. Грунтовка предназначена для покрытия черных металлов, подвергшихся воздействию промышленной атмосферы, содержащей агрессивные пары и газы, а также кислоты и щелочи.

Грунтовкой ЭП-0199 были покрыты новые резервуары РВС-5000 на Покровском, Бобровском месторождениях, а также в НГДУ "Бугурусланнефть" и "Сорочинскнефть".

Для условий ОАО "Оренбургнефть", по результатам исследований в НПУ, перспективными для защиты внутренней поверхности резервуаров и технологических емкостей являются системы комбинированных покрытий, включающие термокинетическое напыление металлизированного подслоя (материалы: проволока цинковая диаметром 2,0–2,3 мм, керосин ТС-1, сжатый воздух давлением 0,6 МПа; температура 1500 °С; скорость подачи расплавленного металла 850 м/с; толщина однослойного покрытия 40–60 мкм) и нанесение покрывных слоев химически стойких полимерных материалов. Компонентный состав комбинированного покрытия приведен в табл. 10.18.

Применение ингибиторов коррозии. Наиболее интенсивной коррозии подвергаются крыши резервуаров, так как именно там скапливаются наиболее агрессивные компоненты газовой среды. В лабораториях были проведены специальные исследования по оценке эффективности применения различных ингибиторов коррозии для условий газовой среды в резервуарах с нефтью различных месторождений. С этой целью были отобраны пробы газа (в трех точках) в резервуарах с нефтью Покровского, Бобровского, Султангулово-Заглядинского и Сорочинско-Никольского месторождений и определена интенсивность коррозии в газовой среде для образцов металла с предварительно подготовленной (шлифованной) и неподготовленной (из листовой стали в состоянии поставки) поверхностью, которая в среднем составила 1,2 г/(м²·ч). Аналогичные эксперименты были проведены и в присутствии различных ингибиторов коррозии. Результаты этих экспериментов с использованием ингибитора Д-5 приведены в табл. 10.19.

Таблица 10.18

Системы комбинированных покрытий для защиты внутренней поверхности резервуаров и технологических емкостей

Система покрытия	Средняя толщина слоя, мкм	Общая толщина покрытия, мкм	Рекомендации к применению
Термокинетический цинк	40	520	Кровля, обечайка
Эпирекс-150 + 7 % растворителя	210	530	средняя, верхние
Эпирекс-150 + 5 % растворителя	270		пояса
Термокинетический цинк	40–50		Обечайка нижняя.
Инерта-160 + 7 % растворителя	220	550	пояса, днище
Инерта-160 + 5 % растворителя	270		Днище
Термокинетический цинк	40–50		
Инерта-Праймер3НВ	60	470	
Инерта-160 + 10 % растворителя	180		Кровля, обечайка, днище
Инерта-160 + 5 %растворителя	270		
Термокинетический цинк	40	570	
Инерта-160 + 7 %растворителя + 5 % адгезива	230		Кровля, обечайка средняя и верхние пояса
Инерта-160 + 8 % растворителя	200		
Термокинетический цинк	40		
БЭП-0237 + 5 % растворителя + 4 % модификатора	300		
БЭП-433 + 8 % растворителя	230		

Таблица 10.19

Эффективность защиты крыш резервуаров ингибитором коррозии Д-5

Месторождение	Номер резервуара	Время испытания, ч	Средняя скорость коррозии, г/(м ² ·ч)	Защитное действие, %
Бобровское	4	1176	0,3391	72
	6	1608	0,3480	71
	7	1932	0,2538	71
	8	1032	0,2720	77
Покровское	1	1896	0,1190	90
	3	792	0,0225	98
	7	1368	0,2460	78
	8	888	0,0351	97
Сорочинско-Никольское	1	960	0,0490	96

Приведенные результаты свидетельствуют, что в резервуарах с нефтью Бобровского месторождения за счет применения ингибитора достигается уровень защиты 60–70 %, а в резервуарах с нефтью Покровского и Сорочинско-Никольского месторождений – до 70–90 %. По результатам лабораторных испытаний также были сделаны следующие выводы: ингибитор обладает лучшим защитным действием в кислородсероводородной парогазовой среде при наличии в ней конденсата; стальная поверхность, предварительно покрытая продуктами коррозии, способствует повышению интенсивности коррозии и снижает эффективность применяемого ингибитора.

Была разработана схема доставки ингибитора к кровле резервуара. Ингибитор помещался в резервуар в специальных емкостях с крышками, подвешенными по смотровым люкам на уровне 2,0–2,5 м от поверхности крыши. Крышки крепились на специальных емкостях при помощи стержней на расстоянии 120 мм от верхней кромки емкости, обеспечивая свободный выход паров ингибитора и одновременно предохраняя содержимое емкости от попадания туда продуктов коррозии. Однако из-за частых переливов нефти и попадания ее в специальные емкости с ингибитором, такая схема не всегда оказывалась эффективной.

Сотрудниками ОАО "Оренбургнефть" была разработана более эффективная схема доставки ингибитора с помощью специальных контейнеров (рис. 10.16), которые подвешивались на расстоянии 1 м от крыши резервуара, а затем через трубку заполнялись ингибитором коррозии Д-5. Объем контейнера 10 л. Такими контейнерами были оснащены резервуары № 4, 6, 7, 8 Бобровского месторождения, № 1, 3, 7, 8 Покровского месторождения и № 1 Сорочинско-Никольского

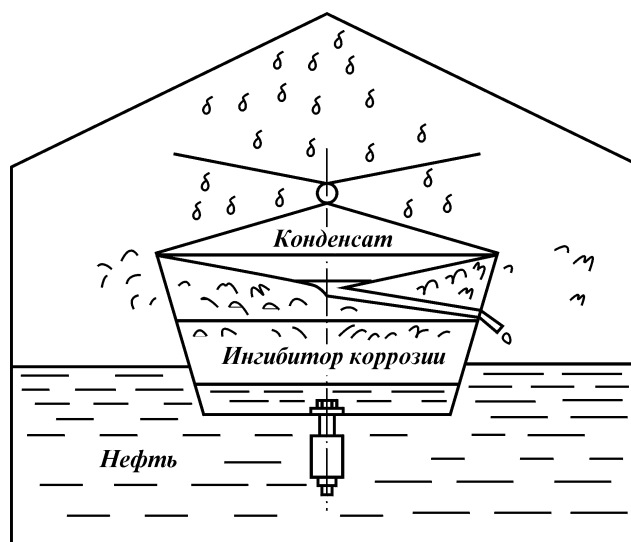


Рис. 10.16. Контейнер для ингибиторов коррозии

месторождения. Данная конструкция показала свою высокую эффективность.

Применение электрохимической защиты. Для защиты элементов конструкции резервуаров, непосредственно контактирующих с агрессивной водной средой, в ОАО "Оренбургнефть" были впервые использованы протяжные аноды типа ЭР-2. Основными исходными данными для расчета катодной защиты явились: удельное электрическое сопротивление подтоварной воды, расчетная высота слоя воды в резервуаре, необходимое значение плотности тока, максимальное и минимальное значения смещения защитных потенциалов, площадь и среднее поляризационное сопротивление защищаемой поверхности.

Значение защитного тока определялось из необходимого значения удельной плотности тока и площади поверхности. Для РВС-2000 площадь поверхности составляет 477 м^2 , высота воды 4 м. С учетом необходимой удельной плотности тока в подтоварных водах Покровских ГС, равной 25 мА/м^2 , значение защитного тока составило 12 А.

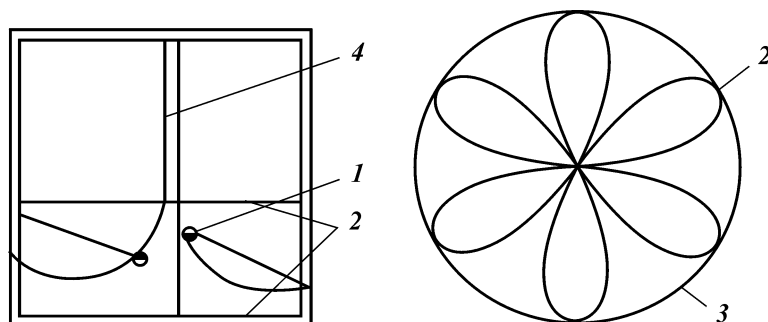


Рис. 10.17. Схема размещения анодов в резервуаре:
 1 – резервуар РВС-2000; 2 – коммутационная коробка; 3 – гибкий протяженный анод;
 4 – анодная кабельная линия

Исходя из значения защитного тока и с учетом нормативного срока эксплуатации ЭХЗ были определены все элементы катодной защиты: станция катодной защиты типа ПТА-1,6; протяженный анод ЭР-2 длиной 820 м; кабельные дренажные и анодные линии. Схема размещения анодов в резервуаре приведена на рис. 10.17.

Аноды размещены таким образом, чтобы обеспечить равномерное распределение защитного тока по днищу резервуара и трем нижним поясам, находящимся в особо агрессивных условиях. Анодная конструкция, помещенная внутри резервуара, была условно разделена на четыре участка. На первом участке анод выполнен из электродов марки ЭРП-М-7×2,5, уложенных в виде радиальных петель, концы которых заведены в распределительную коробку, укрепленную около центральной стойки резервуара на высоте 0,7 м от днища, а противоположные концы петель закреплялись на стенках резервуара на высоте 2,5 м. На втором участке анод выполнен из электродов марки ЭРП-М-7×2,5, уложенных в виде радиальных петель по высоте установки коммутационной коробки 1,5 м, а противоположные концы петель закреплены на стенках на высоте 15 см от днища. Размещение анода на третьем участке аналогично размещению на втором, но марка гибкого протяженного электрода другая – ЭРП-АМ-1×50. На четвертом участке анод проложен непосредственно по днищу в изолированном хлопчатобумажном рукаве и вдоль стенки на высоте 2 м. Все элементы крепления анодов выполнены таким образом, чтобы исключить возможность непосредственного контакта анода с металлической поверхностью резервуара.

Коммутационные коробки, выполненные из полихлорвиниловых труб диаметром 200 мм и защищенные битумной мастикой, играют роль делительного элемента и обеспечивают взрывобезопасность системы. Контроль распределения потенциалов осуществляли при

помощи системы стационарных цинковых электродов сравнительно длительного действия, размещенных на днище и стенках резервуара. В первые четыре месяца эксплуатации ток в цепи защиты поддерживался на уровне 16–17 А. При этом сопротивление анодной цепи возросло от 0,9 до 1,3 Ом. Визуальный осмотр стенок и днища резервуара показал наличие сплошного слоя малорастворимых катодных осадков, прочно сцепленных с поверхностью металла.

После того, как ток защиты был снижен до 10 А, а в дальнейшем и до 5 А, защитный потенциал находился в пределах 0,98–1,2 В. Смещение потенциала относительно стационарных значений составляло – (0,3–0,5) В и находилось в пределах расчетных значений, т.е. обеспечивало защитный эффект не ниже 90 %.

Кроме косвенного метода определения эффективности работы системы ЭХЗ, применялись образцы-свидетели на общую коррозию. Результаты контроля за общей скоростью коррозии по образцам-свидетелям показали, что коррозия колеблется в пределах 0,04–0,05 мм, т.е. в 5–8 раз ниже контрольной. Эффективность защиты составила 86–91 %. Ультразвуковая толщинометрия не зафиксировала изменений толщины стенок резервуара.

Оборудование системы ППД

Проблема коррозии нефтепромыслового оборудования и коммуникаций стала наиболее острой в связи с переходом в системах поддержания пластового давления к широкому использованию сточных вод. Коррозия водоводов и оборудования системы ППД наносит огромный материальный ущерб нефтяной промышленности. По условиям эксплуатации и характеру агрессивной среды оборудование, используемое в системах утилизации сточных вод и ППД, можно разделить на: теплообменники всех типов, резервуары для сбора и отстоя воды, фильтры, насосы для перекачки сточных вод, трубопроводную сеть, подземное оборудование нагнетательных скважин. Материальный ущерб от агрессивного действия пластовых сточных вод обуславливается не только потерей металла и авариями, но и снижением приемистости нагнетательных скважин при закачке в них вод с продуктами коррозии.

Нефтепромысловые сточные воды формируются из следующих составляющих: пластовой воды, поступающей вместе с сырой нефтью; пресной воды, используемой в процессе обессоливания нефти; стоков от всевозможных агрегатов и насосов и непредвиденных утечек воды на установках; атмосферных осадков, собираемых на пунктах сбора и площадях технологических установок по подготовке нефти и воды.

Коррозионная агрессивность нефтепромысловых сточных вод определяется в первую очередь действием на металл агрессивных агентов, участвующих в коррозионном процессе в качестве

деполяризаторов. Подготовка нефти, очистка и утилизация сточных вод и другие технологические операции сопровождаются изменением физико-химических свойств сточных вод и, как следствие этого, изменением их коррозионной активности.

Вместе с тем деполяризующее влияние агентов зависит от множества факторов и комбинаций их сочетаний. Этими факторами являются: содержание кислорода и сероводорода в воде, минерализация воды, pH среды, скорость движения среды, температура и давление, наличие взвешенных частиц, время контакта со средой, наличие химических реагентов, применяемых в технологических процессах добычи и подготовки скважинной продукции, время контакта со средой, наличие сульфатовосстанавливающих бактерий, а также химическая и физическая природа металла и технология сборки (сварки) используемого оборудования.

В нефтепромысловой практике для снижения коррозионной агрессивности воды по отношению к металлу широко используют следующие методы:

- исключение контакта пластовой сточной воды с кислородом воздуха;
- введение в воду ингибиторов коррозии;
- изоляция поверхности труб и оборудования различными материалами;
- обескислороживание воды;
- применение материалов, стойких к коррозии в пластовых водах;
- применение неметаллических труб и изделий отдельных узлов оборудования.

В основном осуществляется защита трубопроводов с применением ингибиторов коррозии. Ежегодно разрабатывается и внедряется специальная программа ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования и трубопроводов от коррозии. Программа включает в себя сбор промысловой информации, проведение лабораторных экспериментов и опытно-промысловых испытаний, выбор объектов для защиты оборудования от коррозии, выбор марки ингибитора, его удельного расхода и объема обрабатываемой воды. В процессе проведения опытно-промысловых испытаний отрабатывается режим закачки, уточняются оптимальные дозировки ингибитора и с учетом технологических особенностей реагентов определяется точка ввода ингибитора в поток воды [160].

Таблица 10.20

**Результаты опытно-промышленных работ по испытанию ингибиторов коррозии в системах ППД
ОАО "Оренбургнефть"**

НГДУ	Год	Объем обработанн ой воды, тыс. м ³	Закачка ингиби- тора, т	Объем внедрения ингибитора по видам, т									
				Дигаз- фен	ИКБ-1	ВНПП	Д-4-3	Антик	Мин- кор-3	Витал	Катамин	ГИПХ-36	Нефте- хим
"Бузулукнефть"	1994	164702074	885,630	586,45	96,51	178,64	19,14	1,02	3,87	—	—	—	—
	1995	175441012	856,395	137,3	—	712,22	6,875	—	—	—	—	—	—
	1996	67756122	938,430	7,6	—	926,94	3,89	—	—	—	—	—	—
	1997	211014118	560,240	—	—	550,73	9,51	—	—	—	—	—	—
	1998	87043628	610,260	—	—	539,40	4,36	—	—	—	—	—	66,5
"Бугуруслан- нефть"	1994	2804420	200,848	128,8	0,148	55,45	—	—	—	5,05	1,4	—	—
	1995	3937052	206,22	16,0	—	179,72	10,5	—	—	—	—	—	—
	1996	2903950	326,7	—	—	326,7	—	—	—	—	—	—	—
	1997	3711000	300,5	—	—	300,5	—	—	—	—	—	—	—
	1998	1998500	135,6	—	—	24,0	—	—	—	44,1	—	—	67,5
"Сорочинск- нефть"	1994	3772023	233,866	125,64	72,926	29,6	—	—	—	—	—	5,7	—
	1995	2434506	178,858	—	49,036	129,82	—	—	—	—	—	—	—
	1996	3753210	268,85	—	3,73	265,13	—	—	—	—	—	—	—
	1997	2771334	185,095	—	—	185,09	—	—	—	—	—	—	—
	1998	1980812	173,87	—	—	148,37	—	—	—	—	—	—	25,5
ОАО "Оренбург- нефть"	1994	170278517	1320,344	840,89	169,59	263,69	19,14	1,02	3,87	5,05	1,4	5,7	—
	1995	172613974	1241,473	153,3	49,036	1021,8	24,25	—	—	—	—	—	—
	1996	74413382	1533,980	7,6	3,72	1518,8	3,89	—	—	—	—	—	—
	1997	217556475	1045,825	—	—	1036,3	9,51	—	—	—	—	—	—
	1998	95879140	919,730	—	—	711,77	4,36	—	—	44,1	—	—	159,5

Таблица 10.21

**Изменение доли порывов трубопроводов в системе ППД после
внедрения ингибиторов коррозии**

Мероприятие	Количество порывов, %			
	водоводов	нефте-про- водов	выкидных линий	газопро- водов
До закачки ингибиторов	60	11	72	1
После закачки ингибиторов	26	1	28	1

Подача реагентов осуществляется установкой БР-2,5. Ингибитор коррозии подается на прием блочной кустовой насосной станции. Это делается с целью защиты оборудования насосной станции от коррозии и более равномерного распределения ингибитора в системе. Для контроля за эффективностью ингибирования выбирались наиболее удаленные скважины, где и устанавливали лубрикаторы. Закачка ингибитора осуществлялась непрерывно с дозировкой 50–150 г/м³ воды. Лабораторный и промысловый анализ показал, что уже через 2 сут создается пленка ингибитора на поверхности металла, имеющая защитные свойства с эффективностью 57–60 %. После 15-суточной закачки ингибитора защитная пленка полностью покрывает водовод, а степень защиты достигает 90 %. Данные опытно-промышленных испытаний различных ингибиторов приведены в табл. 10.20.

Результаты эффективности применения ингибиторов коррозии в системе ППД (водоводах) приведены в табл. 10.21.

Оборудование для перекачки попутного нефтяного газа

Нефтяные газы, как и природные, содержат в большем или меньшем количестве различные примеси, вызывающие коррозионное разрушение оборудования. К ним относятся сероводород, диоксид углерода, влага, азот и кислород, иногда попадающий в газ вместе с воздухом. В такой сложной по составу коррозионной среде процесс разрушения металла протекает весьма своеобразно, а степень разрушения внутренней поверхности газопроводов и газопромыслового оборудования зависит от многих факторов. Основными агрессивными агентами в газе являются сероводород и диоксид углерода, активность которых проявляется только при наличии влаги в газе и образовании пленки воды на поверхности металла. Особую агрессивность представляет газ, в который из разных источников попадает воздух.

Наиболее опасным явлением коррозии является сульфидное растрескивание под напряжением или наводороживание. С этим явлением в ОАО "Оренбургнефть" столкнулись в 1974 г. при проведении пусконаладочных работ на Покровской ГКС, которая была

спроектирована и построена для перекачки попутного газа следующего состава, % моль: H_2S 0,54; CO_2 0,86; N_2 13,42; CH_4 29,88; C_2H_6 25,09; C_3H_8 21,52; $\Sigma\text{C}_4\text{H}_{10}$ 2,08; $\Sigma\text{C}_5\text{H}_{12}$ 0,9; C_6H_{14} 0,85; C_7H_{16} 0,13; C_8H_{18} 0,1. Согласно проекту станция должна была работать в режиме:

- ступень 1 – давление 0,35 МПа, температура 30–40 °С;
- ступень 2 – давление 0,70–0,75 МПа, температура 80–85 °С;
- ступень 3 – давление 2,1 МПа, температура 60–70 °С;
- ступень 4 – давление 5,4 МПа, температура 100–115 °С.

После пуска ГКС в эксплуатацию практически сразу начались многочисленные неполадки: образование твердых отложений и нагара на клапанах компрессорной части, на поршне, цилиндре, штоках, клапанах и других деталях, выход из строя газовых клапанов и образование на них трещин. В связи с многочисленными неполадками было принято решение снизить давление на первых трех ступенях и уменьшить его на конечной ступени до 2,0 МПа. Изменение технологического режима не стабилизировало работу ГКС: по-прежнему наблюдались выходы из строя газовых клапанов, а также появились трещины в местах развальцовки трубок холодильников, разрушилась труба, соединяющая газопровод с конденсатосборником. Все это указывало на то, что происходит интенсивная коррозия оборудования газокomppressorной станции.

Анализ газа, отобранного по ступеням сепарации, показал присутствие сероводорода в количествах, превышающих проектные данные. Состав попутного нефтяного газа приведен в табл. 10.22.

Исходя из полученных данных о содержании сероводорода и диоксида углерода в попутном газе, поступающем на Покровскую ГКС, было принято решение о детальном исследовании причин коррозии оборудования и мерах по ее устранению. Трубопроводы, сосуды и емкости ГКС изготовлены из стали марок 16ГС, 3сп, 20, а узлы газокomppressorов, контактирующие с сероводородом, – из серого и специального чугуна и стали марки 40Х, причем сварные швы трубопроводов термообработке не подвергались. Анализ осадков показал, что оборудование ГКС подвержено значительной коррозии и его дальнейшая эксплуатация невозможна без применения специальных средств защиты (табл. 10.23).

Таблица 10.22

Состав попутного нефтяного газа, поступающего на Покровскую ГКС

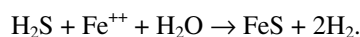
Место отбора	Компонентный состав, % моль						
	H_2S	CO_2	N_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}
Ступень 1	0,98	0,55	17,42	33,53	23,27	17,69	–
Ступень 2	3,04	0,94	1,52	9,78	29,81	29,82	33,33
Горячая сепарация	2,15	0,82	0,89	3,34	20,58	43,72	–

Таблица 10.23

Состав осадков, отобранных с оборудования Покровской ГКС

Место отбора	Доля компонента осадка, % (по массе)					
	FeS	Fe ₂ O ₃	O ₂	CaCO ₃	CaSO ₄	Осадок
Клапаны и цилиндры компрессоров	4,16	18,33	9,32	58,40	1,09	8,70
Прием компрессора	13,70	–	71,30	5,00	10,00	0
Сепаратор ступени 1	–	–	61,62	–	37,90	0,48

Для изучения процесса наводороживания оборудования ГКС использовались водородные зонды. При взаимодействии сероводорода с металлом в ионной пленке жидкости происходит реакция:



Атомарный водород, проникая через цилиндр водородного зонда, образует молекулу водорода, которая уже не может проникнуть в герметически закрытую емкость. В результате этого создается избыточное давление, которое и фиксирует образцовый манометр. Результаты показаний водородных зондов для различных участков оборудования приведены на рис. 10.18.

Количественная оценка скорости коррозии оборудования и трубопроводов ГКС определялась гравиметрическим методом. Результаты этих исследований приведены в табл. 10.24. Видно, что наибольшая скорость коррозии оборудования наблюдается в сепараторах ступеней 3 и 4. Визуальный осмотр образцов показал, что при высокой общей коррозии происходит и язвенная коррозия.

Учитывая результаты проведенных исследований и оценивая

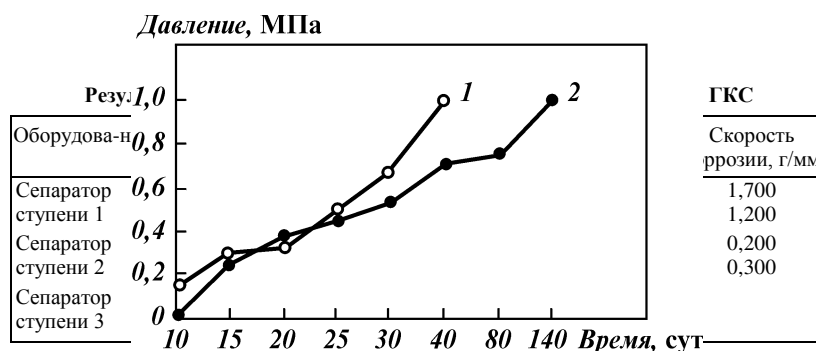


Рис. 10.18. Показания водородных зондов:
1 – ГРП; 2 – С-4

состояние оборудования, было принято решение о защите Покровской ГКС ингибиторами коррозии. Опытно-промысловые работы начались с пуском в эксплуатацию газокompрессорной станции и подачей ингибитора ИФХАНГАЗ-1. Подача 4 % раствора ингибитора в керосине осуществлялась установками НДУ-50/150. При этом расход ингибитора составил, л/сут: 20 для ступени 1; 28 для ступени 2; 56 для ступени 3. Уже через 70 ч испытаний при проверке водородных зондов отмечен рост давления от 0,005 до 0,01 МПа. Скорость коррозии, определенная по образцам-свидетелям, составила на ступени 3 компримирования 1,23 мм/год. Эти данные свидетельствуют, что коррозионные процессы, протекающие внутри системы ГКС, по-прежнему высоки. В связи с неудовлетворительными результатами в начальной стадии испытаний было принято решение об увеличении концентрации ингибитора до 10 % при следующих расходах, л/сут: 25 для ступени 1; 27,5 для ступени 2; 47,5 для ступени 3. При данной технологии закачки защитный эффект от общей коррозии составил 85–95 %. При этом скорость коррозии резко снизилась и составила 0,01 и 0,57 мм/год соответственно на ступенях 1 и 3 против 2,80 мм/год до ингибирования. Кроме того, отмечен защитный эффект против наводораживания.

Газопровод Никольское – Покровка

Нефтяной газ не обладает коррозионной активностью, но его активность, как отмечалось выше, резко возрастает при наличии в нем сероводорода, диоксида углерода, кислорода, жидкого конденсата и, особенно, влаги. Появление жидкого конденсата в газопроводе сырого нефтяного газа объясняется двумя причинами: выносом жидкости из сепарационных узлов и конденсацией углеводородов газа и водяных паров. Конденсация происходит при снижении температуры при его перекачке по газопроводу, который имеет температуру грунта. Особенно повышается выделение конденсата зимой. Выделившийся конденсат создает в трубопроводе жидкостные пробки и пену. Возникают зоны периодического смачивания поверхности трубопровода высококоррозионной средой, которая содержит песок, механические примеси, сульфид железа, сероводород. Кроме общей коррозии возникают язвенная и ручейковая коррозии. При этом материал трубы подвергается сульфидному растрескиванию. Заметное влияние на степень коррозионной активности процессов оказывает характер трассы трубопровода.

С таким видом коррозии в ОАО "Оренбургнефть" столкнулись на газопроводе Никольское – Покровка, введенным в эксплуатацию в 1975 г. и предназначенным для транспортировки попутного нефтяного газа от Никольского нефтяного месторождения до головных сооружений в с. Покровка. Технические характеристики трубопровода:

длина газопровода 32,8 км; производительность 200 тыс. м³/сут; давление газа на входе в трубопровод – 0,3 МПа; температура газа – 7–10 °С.

Газопровод выполнен из электросварных труб диаметром 377 мм и толщиной стенок 6 мм со спиральным швом, изготовленных по ТУ 51-542–72 из Ст3СП. Для удаления жидкости, образующейся при конденсации паров газа и при снижении температуры, в пониженных местах предусмотрены 17 конденсатосборников.

Состав и основные физико-химические свойства попутного нефтяного газа Сорочинско-Никольского месторождения следующие:

Плотность, кг/м ³	1,3815
Абсолютная влажность при 0 °С, г/м ³	5,5
Относительная влажность, %	25–29
Содержание, % моль:	
сероводород	0,72
диоксид углерода	0,55
азот	18,4
гелий	0,005
водород	0,000397
метан	23,29
этан	17,35
пропан	22,59
н-бутан	7,21
изобутан	2,13
н-пентан	1,82
циклопентан	0,01
2-3-диметил	0,45
3-метилпентан	0,22
н-гексан	0,34
метилциклон	0,12
и-гексан	0,12
сумма изогеоксанов	0,25
н-гектан	0,12
сезобутан	4,22

Через 2 мес после начала эксплуатации произошел первый отказ газопровода, а за первые 6 мес работы – уже 19 аварий. Разрушения происходили вблизи сварных швов и достигали длины от 200 до 2000 м. Металлографический анализ показал, что причиной разрушения труб явилось наводораживание металла. Локализация разрушения труб в зоне сварного заводского шва происходила из-за высоких уровней остаточных напряжений, которые образовались после сварки и не были удалены последующей термообработкой.

При выборе способа защиты газопровода от коррозии руководствовались соображениями доступности и эффективности. Внутреннюю окраску трубопровода или ингибирование с помощью поршней нельзя осуществить из-за того, что весь газопровод был выполнен из спирально-шовных труб. Для данного случая эффективным оказался

способ впрыскивания ингибитора в газопровод с помощью форсунок. Ингибитор в виде аэрозоли с потоком газа перемещается внутри газопровода и осаждается на его стенках. Установлено, что при этом толщина пленки ингибитора, образующегося на стенках трубопровода, снижается по мере удаления от точки ввода по экспоненциальному закону. Исходя из этого были рассчитаны количество и места ввода ингибитора.

Установка для аэрозольного ингибирования была разработана в б. ЦНИЛе ОАО "Оренбургнефть" и состояла из емкости для хранения ингибитора, насоса-дозатора НД160/25, фильтра, емкости, газораспределительной форсунки, манометра, конфузорной вставки. Конфузорная вставка (рис. 10.19) играет роль распылителя и способствует движению конденсата по газопроводу. Так как конденсат несет в себе ингибитор, то и газопровод ингибируется по всей длине. Для охвата всего газопровода Никольское – Покровка потребовалось всего восемь конфузоров.

Для подавления коррозии был использован ингибитор И-1-А. Подача 25%-ного раствора ингибитора в керосине осуществлялась по следующему режиму: за первые сутки – 1120 л раствора; за вторые сутки – 960 л; за третьи сутки – 320 л. В последующем установка работала по 2 ч в сутки с производительностью 20 л/сут.

Данная технология показала высокую эффективность ингибирования и позволила положительно решить вопрос о дальнейшей эксплуатации газопровода.

При движении водогазонефтяных смесей по выкидным линиям и перекачке по нефтепроводам происходит скопление агрессивной воды на пониженных участках трубопроводов и создаются реальные возможности интенсивных коррозионных разрушений. Эта интенсивность также зависит от накопления механических примесей. Рыхлый осадок сульфида железа выделяется из среды и постепенно накапливается на поверхности металла и вместе с другими примесями (песок, глина) образует гальваническую пару. В результате происходит интенсивная локальная коррозия. Для удаления скопившейся внутри труб воды и осадков через них периодически пропускают скребки, что

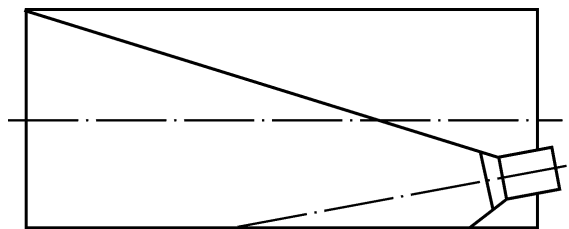


Рис. 10.19. Конфузорная вставка

значительно продлевает срок службы трубопроводов. Защита выкидных линий добывающих скважин при помощи ингибиторов коррозии затруднена, так как каждую скважину пришлось бы снабжать установками для закачки ингибитора. Поэтому основными направлениями борьбы с коррозией в выкидных линиях скважин стало использование коррозионно-стойких материалов.

Замена стальных труб на пластмассовые приводит к суммарному снижению затрат при строительстве трубопроводов до 20 % за счет увеличения скорости монтажа, использования легких землеройных машин. При применении пластмассовых труб увеличивается пропускная способность трубопровода на 30–40 %, возрастает срок эксплуатации в четыре-пять раз.

В ОАО "Оренбургнефть" нашли широкое применение металлопластовые трубы уральского производственного объединения "Стройпластполимер", а также коррозионно-стойкие гибкие трубы оренбургского предприятия "Трубопласт".

Металлопластовые трубы представляют собой трубы из термопластичных материалов, армированных сварным сетчатым каркасом из проволоки. Прочность каркаса из недефицитного материала хорошо сочетается с антикоррозионными свойствами полимера. Металлопластовые трубы имеют следующие преимущества:

- высокую антикоррозионную стойкость, которая сравнима с трубами из нержавеющей стали;

- зеркальную поверхность внутренних стенок, что препятствует образованию асфальтосмолопарафиновых отложений;

- малый вес погонного метра трубы, что создает возможность погрузки и выгрузки без специальных устройств и тяжелой техники;

- возможность сборки трубопровода с использованием неквалифицированного персонала;

- исключение сварочных работ.

Пределы стойкости МПТ к наружному гидростатическому давлению не менее 3–5 МПа, а к внутреннему гидростатическому давлению – не менее 5–8 МПа.

Трубы изготавливаются диаметром 115 мм и толщиной 12,5 мм на давление до 3 МПа. Концы труб оформляются методом литья под давлением под резьбовое муфтовое или фланцевое соединение.

Опытно-промысловые работы по применению МПТ начались в 1984 г. на объектах НГДУ "Бузулукнефть" и "Бугурусланнефть". Трубы были собраны в плети, состоящие из четырех труб, а затем спускались в предварительно подготовленную траншею, где и производилась окончательная их сборка. Переходы от МПТ к металлическим трубам скважин и замерным установкам выполнялись из труб нефтяного сортамента диаметром 114 мм, снабженных фланцевыми соединениями. Опрессовка выкидных линий скважин

проводилась гидравлическим методом при давлении 4 МПа. Трубопровод под таким давлением выдерживали 1 ч. В НГДУ "Бугурусланнефть" данные работы были проведены на высокодебитных скважинах Западно-Степановского месторождения. Несмотря на высокий дебит (120 т/сут) и высокое давление на устье (2,5 МПа), выкидные линии с трубами МПТ работают без аварий. В НГДУ "Бузулукнефть" аналогичные работы были проведены на Бобровском нефтяном месторождении. В последние годы при эксплуатации выкидных линий с трубами МПТ аварий не наблюдается. Не отмечено также образований гидратов и асфальтосмолопарафиновых отложений в выкидных линиях.

Опытно-промысловые работы по применению коррозионно-стойких гибких труб КГТ начались с 1992 г. КГТ состоят из следующих конструктивных элементов: внутренней герметизирующей камеры; продольных грузонесущих элементов; радиального силового каркаса; внешней защитной оболочки; концевых соединений. Техническая и механическая характеристика КГТ:

Внутренний диаметр трубы, мм	75
Наружный диаметр трубы, мм	100
Рабочее давление, МПа	4
Испытательное давление, МПа	6
Длина секции, м.....	200
Радиус изгиба, м	0,9

Гибкие трубы КГТ по сравнению с металлическими трубами имеют ряд преимуществ: большую длину, которая позволяет резко сократить сроки монтажа; малую металлоемкость; значительный срок службы эксплуатации; удобство транспортировки, так как труба наматывается на барабан; исключение сварочных работ. Такими трубами оборудованы выкидные линии скважин Покровского, Курманаевского и Бобровского месторождений. В настоящее время ежегодно укладывается по 18–20 км этих труб.

11

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ СКВАЖИН



11.1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Основная часть всех открытых месторождений Оренбургской области приходится на Средневожскую нефтегазоносную область, а остальное примерно в равных долях – на Татарскую и Уфимско-Оренбургскую области. Запасы нефти располагаются в широком стратиграфическом диапазоне от отложений перми до среднего девона. Наибольшее количество остаточных извлекаемых запасов связано с продуктивными пластами девонской системы (40,77 %), причем основная доля запасов сосредоточена в турнейском ярусе (12,89 %) и бобриковском горизонте (11,90 %). На пермскую систему приходится 35,10 % всех остаточных запасов, где в ардатовском горизонте находится 7,85 % общих запасов. Менее всего запасов сосредоточено в отложениях каменноугольной системы (24,13 %), причем на артинский горизонт приходится подавляющее количество запасов (21,56 %).

По типу коллектора распределение количества залежей запасов нефти выглядит следующим образом: карбонатный коллектор – 169 залежей и 60 % остаточных извлекаемых запасов; терригенный коллектор – 119 залежей и 40 % остаточных извлекаемых запасов.

Пластовые давления в продуктивных горизонтах большинства месторождений соответствуют гидростатическому, однако в непродуктивных горизонтах имеются зоны с аномально высокими пластовыми давлениями (как правило, приуроченные к пластам кунгурского яруса) и зоны поглощений с аномально низким пластовым давлением.

По горно-геологическим условиям район работ подразделяется на две группы: Бугурусланско-Бузулукский и Южно-Оренбургский нефтегазодобывающие районы. Типовые геолого-литологические разрезы этих районов приведены на рис. 11.1 и 11.2 соответственно.

Г е о л о г и ч е с к а я ч а с т ь							Технологическая часть									
Глубина, м	Группа	Система	Отдел	Свита, горизонт, ярус	Литофизи- ческий разрез	Осложнения при бурении	Конструкция скважин									
							пробуренных в соответствии с ЕТП				ранее пробуренных					
							428	324	245	146	324	245	146			
1	2	3	4	5	6	7	8									
200	П а в л о в з о в с к а я	Пермская - Р	Верхний Р ₂			Павлово 0-120	Обвалы 0-241									
400				342 Сосновская												
600				443 Гидрохимическая												
800				579 Калининская		585-597 Ириновская										
1000				585 Уфимский												
1200				692												
			Нижний Р ₁	Мунгурский		Каверны 637-648	Солн 579									
				979												
				Артинский		979-1000 Нефтепроявления										
				1025												
				Сакмарский												
				1154												
				Асеевский												
				1232												

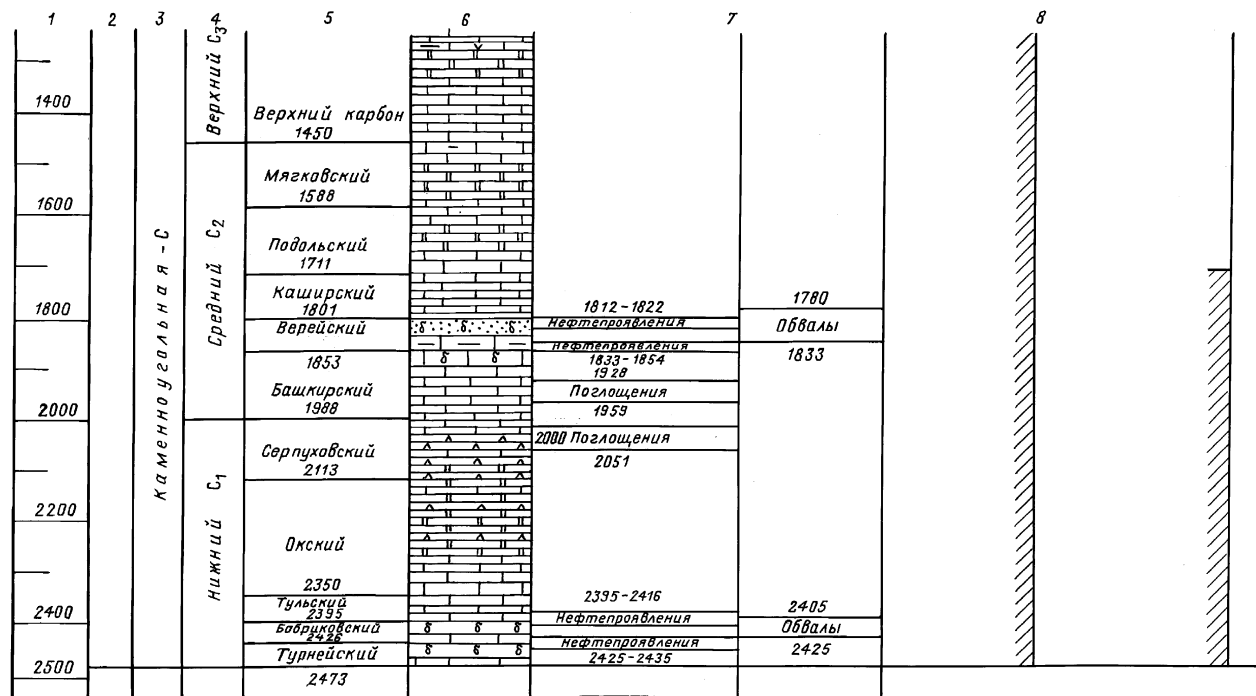


Рис. 11.1. Типовой геолого-литологический разрез и конструкция скважин Бугурусланско-Бузулукского нефтегазодобывающего района

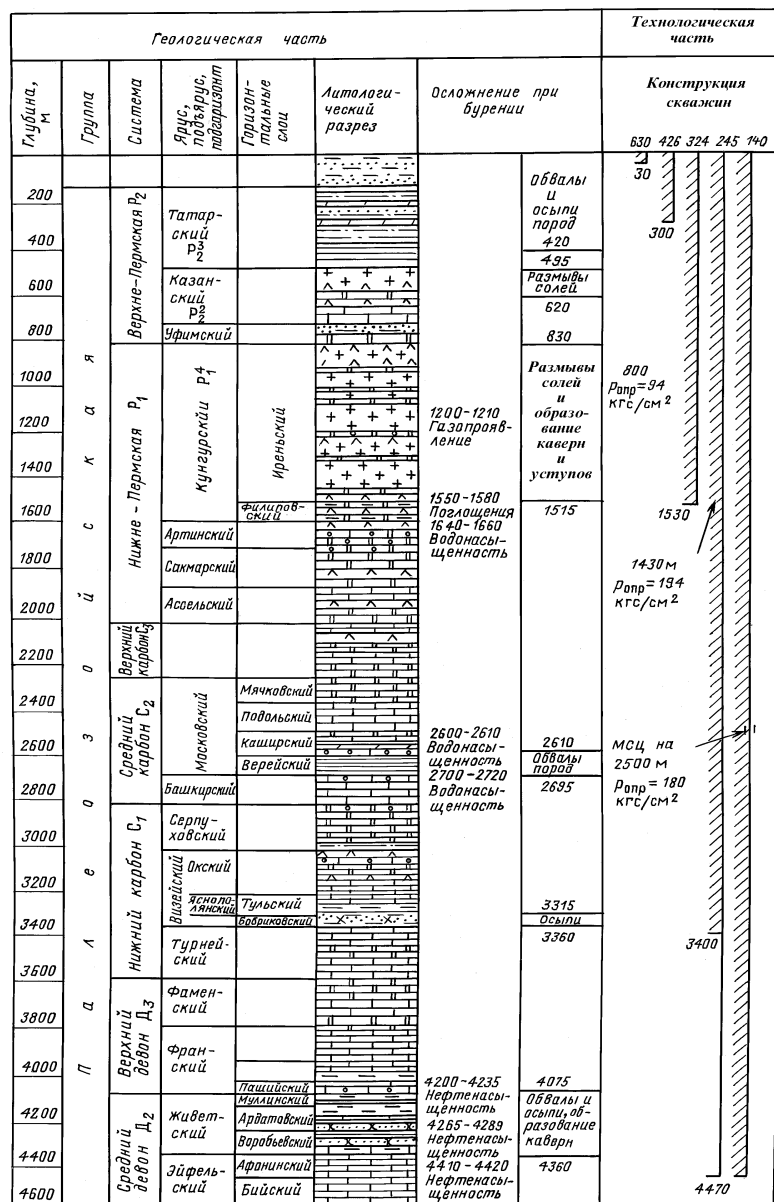


Рис. 11.2. Типовой геолого-литологический разрез и конструкция скважин Южно-Оренбургского нефтегазодобывающего района

В Бугурусланско-Бузулукском нефтегазодобывающем районе характерным является наличие газовых залежей (иногда газопроявлений непрямоугольного значения), газовых залежей с нефтяными оторочками (в артинском, уфимском ярусах и калиновской свите), газонефтяных и нефтяных месторождений. Нефти легкие и средние по плотности, газосодержание, как правило, не превышает $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Давление насыщения нефти газом в два – четыре раза ниже начальных пластовых давлений.

Самое высокое содержание сероводорода (в % (по объему)) отмечено в газовых залежах уфимского яруса Султангулово-Заглядинского месторождения (3,8), в пласте КС Журавлевско-Степановского месторождения (3,3) и башкирского яруса Южно-Оренбургского месторождения (2,5).

Самое высокое содержание (в %) сероводорода в попутном газе нефтяных залежей обнаружено в пласте Б₂ Южно-Султангуловского месторождения (8,15), в пластах Т₁ и Т₂ Донского месторождения (7,82 и 8,26) и пласта О₁ Ишуевского месторождения (6,13). Самое высокое содержание углекислого газа обнаружено в пласте ЗЛ-1 Школьного месторождения.

Характерной особенностью Бугурусланско-Бузулукского района по сравнению с Южно-Оренбургским нефтегазодобывающим районом является то, что в скважинах, пробуренных в 40–60-х и частично в 70-х годах, цемент за обсадными колоннами поднят всего на несколько метров выше кровли продуктивных пластов. Это, безусловно, накладывает отпечаток на особенности проведения водоизоляционных работ и ремонтно-исправительных работ на скважинах (см. рис. 11.1, 11.2).

Изучение гидрогеологических условий глубоких горизонтов в Оренбургской области производилось попутно с поисками и разведкой залежи нефти и газа. Породы кристаллического фундамента на рассматриваемой территории не опробовались. Мощная толща осадочных отложений делится двумя водоупорами – галогенными осадками кунгурского яруса и кыновской толщей глинистых пород – на три гидрогеологических этажа: верхний, средний и нижний. Кроме того, в разрезе осадочных пород выделяется шесть водоносных комплексов. Это во многом условно, поскольку разделяющие их водоупоры часто имеют зональное распространение.

Нижний гидрогеологический этаж включает нижнедевонско-франский и додевонский водоносные комплексы. Воды нижнедевонско-франского водоносного комплекса характеризуются незначительными изменениями минерализации от 230 до 285 г/л. Различия в солевом составе отражаются в

Рис. 11.3. Схематический гидрогеологический профиль по линии Шкаповская – Оренбургская:

1 – известняки, доломиты; 2 – аргиллиты, алевролиты; 3 – песчаники; 4 – гипсы, ангидриты; 5 – распространение пресных и солоноватых вод в зоне активного водообмена; 6: *a* – минерализация (г/л), *б* – отношение Na/Cl, *в* – содержание брома (мг/л), *г* – отношение Cl/Na; 7 – водоупоры; 8 – гидрохимические аномалии, сформированные за счет латерального перемещения пластовых вод; 9 – изолинии отношения Na/Cl; 10 – каменная соль; 11 – приведенные напоры

изменении степени метаморфизации, содержании микрокомпонентов. Если в водах пашийского горизонта отношение натрия к хлору составляет 0,48–0,56, в водах бийских отложений оно снижается до 0,38. Содержание кальция изменяется соответственно от 17 до 25%-экв, брома – от 920 до 1940 мг/л.

Средний гидрогеологический этаж включает три гидрогеологических комплекса: франско-турнейский карбонатный, визейский терригенный, визейско-кунгурский. Водоносными породами франско-турнейского комплекса являются карбонатные отложения – известняки и доломиты. По своему химическому составу воды франско-турнейского комплекса имеют существенные отличия от вод нижележащих отложений. Прежде всего это наблюдается по меньшему содержанию кальция, брома, стронция. Минерализация вод комплекса изменяется от 170 г/л на северо-востоке территории до 300 г/л в центральных районах. Содержание кальция составляет преимущественно 6–12%-экв. Наличие вод пониженной метаморфизации является характерной особенностью данного гидрогеологического этажа. Нижняя граница их распространения контролируется преимущественно визейскими водоупорными отложениями. Лишь в Муханово-Ероховском прогибе изолиния с коэффициентом метаморфизации 0,9 опускается ниже бобриковского горизонта. Верхняя граница распространения вод пониженной метаморфизации контролируется рельефом отложений кунгурского возраста (рис. 11.3).

Верхний гидрогеологический этаж включает воды, приуроченные к отложениям кунгурского и казанского возрастов. Их состав определяется залеганием среди гидрохимических отложений и изолированностью в разрезе.

По минерализации пластовых вод Оренбургской области выделены рассолы трех типов. К первому типу относятся воды с минерализацией 100–280 г/л, с низким содержанием кальция, магния и брома, коэффициентом метаморфизации большим 0,85.

Воды второго типа характеризуются повышенным содержанием кальция и брома. Их минерализация превышает 300 г/л. Для третьего типа вод характерны еще более высокие значения минерализации до 400 г/л, низкие значения коэффициента метаморфизации, что обусловлено небольшим содержанием кальция, а также преобладанием в катионном составе ионов магния. Установлена определенная зональность в распространении вод описанных типов: воды первого типа приурочены к периферийным частям солеродных бассейнов, а воды второго и третьего типов – к внутренним бассейнам.

11.2. ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

Капитальный ремонт скважин связан с работами по восстановлению работоспособности самой скважины и эксплуатационного объекта разработки, а также с проведением мероприятий по охране недр и окружающей среды. К работам, выполняемым бригадами КРС, можно отнести:

1. Работы по ликвидации крупных аварий или при отказе подземного оборудования (извлечение скважинного оборудования при обрыве или отвороте НКТ, "полет" инструмента, прихват оборудования, ремонтно-исправительные работы с обсадной колонной и т.д.).

2. Буровые работы в стволе обсаженной скважины (переход на другой продуктивный горизонт, приобщение пластов, забуривание второго ствола скважины, разбуривание цементных мостов и цементных пробок и т.д.).

3. Технологические работы по интенсификации добычи нефти (работы данного вида напрямую не относятся к КРС, но выполняются соответствующим цехом ввиду наличия необходимого оборудования и техники, а также квалифицированных специалистов – это тепловые, физико-химические, гидравлические и механические обработки призабойной зоны пласта и т.д.).

4. Ликвидация и консервация скважин.

5. Экологические работы по оздоровлению фонда скважин (предупреждение и борьба с подошвенными водами, собственно-пластовыми водами, с заколонными перетоками, вторичное цементирование эксплуатационной колонны и кондуктора,

вторичная герметизация эксплуатационной колонны и кондуктора и т.д.).

Последнее направление работ, связанное с охраной окружающей среды и рациональным использованием природных ресурсов, является одной из актуальных проблем в ОАО "Оренбургнефть" на современном этапе. Это, в первую очередь, связано с особенностями разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, которые можно сгруппировать по следующим признакам:

Таблица 11.1

Распределение фонда действующих добывающих и нагнетательных скважин по срокам эксплуатации в НГДУ "Бугурусланнефть"

Срок эксплуатации (от – до), лет	Добывающие скважины		Нагнетательные скважины	
	Количество	Доля, %	Количество	Доля, %
1–5	36	6,30	22	11,89
6–10	107	18,74	44	23,78
11–15	98	17,16	44	23,78
16–20	63	11,03	25	13,51
21–25	26	4,55	13	7,03
26–30	50	8,76	21	11,35
31–35	96	16,81	15	8,11
36–40	54	9,46	1	0,54
Более 40	41	7,18	0	0
Итого скважин	571	100,00	185	100,00

длительный период эксплуатации части основного фонда скважин, продолжительность которого превысила нормативный срок эксплуатации для данных конструкций скважин. При этом в ряде случаев первоначально выбранная система заводнения месторождений в процессе ее реализации претерпела существенные изменения (перевод части обводнившихся добывающих скважин под нагнетание, что не всегда предусмотрено первоначальной конструкцией скважины). В табл. 11.1 приведено распределение фонда действующих добывающих и нагнетательных скважин по срокам эксплуатации на примере НГДУ "Бугурусланнефть";

по ряду месторождений одновременно-совместная разработка нескольких пластов одной сеткой скважин (это может приводить к межпластовым перетокам, при которых возможна несовместимость пластовых нефтей и вод);

массовое применение жесткого водонапорного режима работы пласта;

массовое обводнение добывающих скважин, связанное с применением системы заводнения и вступлением месторождений в завершающую стадию разработки;

широкое использование при заводнении пластов сточных вод, обладающих высокой коррозионной активностью по отношению к металлу эксплуатационной колонны и цементному камню;

использование повышенных давлений нагнетания воды при внедрении гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов (что не всегда предусмотрено конструкцией скважины);

наличие в продукции скважины повышенного содержания коррозионно-активного сероводорода и диоксида углерода. Как показывает опыт эксплуатации скважин в ОАО "Оренбургнефть", средняя наработка обсадных колонн добывающих скважин до первого отказа составляет всего 10–12 лет, а в нагнетательных скважинах при наличии двухсторонней коррозии этот срок еще меньше. Насосно-компрессорные трубы и штанги также подвержены интенсивному коррозионному разрушению. Средний срок службы НКТ и штанг не превышает 5–7 лет;

массовое применение при эксплуатации геолого-технических мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти (в первую очередь реагенты воздействуют на эксплуатационную колонну и цементный камень, а затем – на призабойную зону пласта);

по многим скважинам, пробуренным на ранних стадиях разработки нефтяных месторождений, первичное цементирование эксплуатационной колонны не соответствует предъявляемым современным требованиям. В табл. 11.2 приведено распределение фонда действующих добывающих и нагнетательных скважин по высоте подъема цементного камня за эксплуатационной колонной на примере НГДУ "Бугурусланнефть".

Все это с учетом повышения требований к охране недр и окружающей среды, несоответствия существующих конструкций скважин условиям их эксплуатации может существенно осложнить экологическую и социально-экономическую обстановку в регионе, создать трудности природопользования и самого процесса доразработки нефтяных месторождений.

По состоянию на 1999 г. пробуренный на месторождениях ОАО "Оренбургнефть" фонд составляет 5510 скважин, в том числе эксплуатационный фонд, включающий нефтяные скважины, дающие продукцию, находящиеся в простое и бездействии, в освоении и обустройстве – 2813 скважин, или 51,6 % пробуренного фонда. В нагнетательном фонде числится 795 скважин. В среднем по ОАО "Оренбургнефть" соотношение добывающих и нагнетательных скважин составляет 3,5:1. Распределение пробуренного фонда по категориям скважин,

НГДУ и в целом по ОАО "Оренбургнефть" приведено в табл. 11.3.

В структуре добывающего фонда бездействуют 822 скважины, или 30,8 %, а в структуре нагнетательного фонда – 283 скважины, или 35,6 %. Всего бездействующий фонд составляет 1149 скважин. Анализ изменения количества бездействующих скважин в последние годы свидетельствует о постепенном увеличении их от 781 скважины в 1994 г. до 834 в 1999 г.

Таблица 11.2

Распределение фонда действующих добывающих и нагнетательных скважин по высоте подъема цементного камня за эксплуатационной колонной в НГДУ "Бугурусланнефть"

Высота подъема цементного камня от устья, м	Добывающие скважины		Нагнетательные скважины	
	Количество	Доля, %	Количество	Доля, %
До устья	30	5,25	72	38,92
0–500	173	30,30	29	15,68
501–1000	173	30,30	32	17,30
1001–1500	138	24,17	41	22,16
1501 и ниже	57	9,98	11	5,95
Итого скважин	571	100,00	185	100,00

Таблица 11.3

Распределение пробуренного фонда по категориям скважин, НГДУ и в целом по ОАО "Оренбургнефть"

Категория скважин	ОАО "Оренбург- нефть"	НГДУ				Орен- бургское УБР
		"Бузу- лук- нефть"	"Соро- чинск- нефть"	"Бугу- руслан- нефть"	"Юж- Орен- бург- нефть"	
Фонд добывающих скважин						
1. Дающие продукцию	1777	733	434	527	81	2
2. В простое	195	90	45	59	1	—
3. Действующий фонд (1+2)	1972	823	479	586	82	2
4. В бездействии	822	410	106	272	34	—
5. В освоении и обустройстве	19	7	—	6	6	—
6. В эксплуатационном фонде (3+4+5)	2813	1240	585	864	122	2

<i>Фонд нагнетательных скважин</i>						
7. Под закачкой	478	170	90	177	41	–
8. В простое	13	5	8	–	–	–
9. В освоении и обустройстве	23	6	–	12	5	–
10. В бездействии	281	174	21	85	1	–
Всего нагнетательных скважин	795	355	119	274	47	–
<i>Остальной фонд скважин</i>						
11. Пьезометрические	382	228	52	92	10	–
12. Сбросовые	13	1	–	12	–	–
13. Солевые	2	2	–	–	–	–
14. В консервации	139	40	19	72	6	2
15. Скважины, дающие техническую воду	8	8	–	–	–	–
16. В ожидании ликвидации	56	41	–	15	–	–
17. Ликвидированные	1273	119	14	1110	30	–
18. Газовые	29	9	18	2	–	–
Весь пробуренный фонд	5510	2043	807	2441	215	4

Таблица 11.4

Динамика бездействующих скважин и их доля (в %) от добывающих скважин по структурным подразделениям ОАО "Оренбургнефть"

Предприятие	Годы					
	1994	1995	1996	1997	1998	1999
НГДУ "Бузулукнефть"	394	345	507	403	410	413
	31,9	29,2	41,7	32,7	36,6	37,2
НГДУ "Бугурусланнефть"	223	249	250	275	272	275
	27,0	29,8	29,7	32,1	31,4	31,8
НГДУ "Сорочинскнефть"	118	101	94	103	106	109
	22,3	18,5	16,8	17,9	18,1	18,4
НГДУ "ЮжОренбургнефть"	35	37	34	30	34	37
	26,3	31,9	29,0	24,8	27,9	28,1
ОАО "Оренбургнефть"	781	743	885	811	822	834
	28,6	27,5	32,4	29,1	30,8	30,9

Динамика бездействующих скважин и их доля от добывающего фонда приведена в табл. 11.4 и на рис. 11.4.

В целом по ОАО "Оренбургнефть" в течение шести лет (1994–1999 гг.) доля бездействующих скважин в эксплуатационном фонде

Таблица 11.5

Распределение скважин ОАО "Оренбургнефть" по причинам бездействия

Причина бездействия	НГДУ "Бугурусланнефть"		НГДУ "Бузулукнефть"		НГДУ "Сорочинскнефть"		НГДУ "ЮжОренбургнефть"		ОАО "Оренбургнефть"	
	Количество	Доля, %	Количество	Доля, %	Количество	Доля, %	Количество	Доля, %	Количество	Доля, %
Аварии	22	8,00	58	14,04	11	10,09	2	5,41	93	11,15
Обводнение	118	42,91	106	25,67	25	22,94	25	67,57	274	32,85
Непригодность или отсутствие выкидных линий	47	17,09	54	13,08	—	—	—	—	101	12,11
Отсутствие оборудования	26	9,45	34	8,23	—	—	—	—	60	7,19
Негерметичность колонны	26	9,45	30	7,26	27	24,77	—	—	83	9,95
Запарафирование	4	1,45	—	—	—	—	1	2,70	5	0,60
Отсутствие или слабый приток	20	7,27	16	3,87	46	42,20	—	—	82	9,83
Отсутствие обустройства	4	1,45	—	—	—	—	—	—	4	0,48
Ликвидация скважин	—	—	18	4,36	—	—	1	2,70	19	2,28
Ожидание ремонта	—	—	97	23,49	—	—	4	10,81	101	12,11
Прекращение фонтанирования	—	—	—	—	—	—	2	5,41	2	0,24
Отсутствие лицензии	—	—	—	—	—	—	2	5,41	2	0,24
Прочие причины	8	2,91	—	—	—	—	—	—	8	0,96
Всего	275	100	413	100	109	100	37	100	834	100

колеблется в пределах 27,5–33,0 %. Наиболее благоприятное соотношение этого показателя имеет место в НГДУ "Сорочинск-нефть". В нагнетательном фонде ОАО "Оренбургнефть" числятся 795 скважин, в том числе в бездействии 281 скважина, или 35,6 %. Наибольшее количество бездействующих скважин находится в НГДУ "Бузулукнефть" – 62,2 % всего бездействующего фонда.

Обобщенные данные распределения скважин по причинам бездействия по НГДУ и в целом по ОАО "Оренбургнефть" приведены в табл. 11.5. Наибольшее количество скважин бездействует по причине высокого обводнения (274 скважины, или 32,85 %), аварий в скважинах (93 скважины, или 11,15 %), непригодности или отсутствия выкидных линий (101 скважина, или 12,11 %). Значительное количество скважин (83 скважины, или 9,95 %) бездействует из-за негерметичности колонны, отсутствия или слабого притока нефти (82 скважины, или 9,83 %). В НГДУ "Бузулукнефть" 97 скважин находятся в ожидании подземного ремонта. Доля остальных причин бездействия колеблется в пределах 0,24–7,19 %.

Исходя из актуальности проблемы вывода из бездействия скважин и вовлечения их в активную эксплуатацию с целью интенсификации разработки нефтяных месторождений ниже рассмотрены основные мероприятия, связанные с ограничением притока вод и снижением обводненности скважин, восстановлением герметичности обсадной колонны и ликвидацией скважин.

11.3. ОГРАНИЧЕНИЕ ПРИТОКА ПЛАСТОВЫХ ВОД

Ограничение притока воды к забоям добывающих скважин является одной из важнейших проблем в системе мероприятий по повышению эффективности разработки нефтяных месторождений и увеличению нефтеотдачи пластов. В скважинах, эксплуатирующих несколько продуктивных пластов одновременно, обводнение происходит неравномерно – вода продвигается по более проницаемым пропласткам и прослоям. Во многих случаях поступление воды по таким пропласткам происходит настолько интенсивно, что создается впечатление полного обводнения скважины. В таких условиях происходит неравномерная выработка отдельных пластов.

Не меньший вред нормальной эксплуатации залежи и скважин наносит подошвенная вода. Она конусообразно затягивается в призабойную зону и поступает в скважину через

нижние отверстия интервала перфорации эксплуатационной колонны. Обводнение скважин при этом из года в год прогрессирует. Преждевременное обводнение скважин (не связанное с полной выработкой пласта) уменьшает конечную нефтеотдачу, приводит к большим затратам на добычу попутной воды и подготовку товарной нефти.

Большое разнообразие и сложность путей обводнения нефтяных скважин обуславливают трудность решения проблемы, которая еще больше усугубляется отсутствием надежных методов определения путей поступления воды в скважину. В условиях сложного геологического строения нефтяных залежей и пластов наблюдается все многообразие форм поступления воды:

- за счет подтягивания подошвенной воды (образование конуса обводнения);

- за счет опережающего продвижения воды по наиболее проницаемым пропласткам одного пласта (образование языков обводнения);

- за счет первичного обводнения высокопродуктивных пластов при объединении двух и более продуктивных пластов в один объект разработки;

- по некачественному цементному кольцу. При этом скважины обводняются как водами эксплуатационного пласта, так и водами выше- и нижележащих водоносных горизонтов.

В последние годы в нефтедобывающей промышленности изысканию методов ограничения водопритокков к забоям нефтяных скважин уделяется все больше внимания. Методы ограничения притока вод в скважины в зависимости от характера влияния закачиваемой водоизолирующей массы на проницаемость нефтенасыщенной части пласта, вскрытого перфорацией, делятся на селективные и неселективные.

Селективные методы изоляции – это такие методы, когда используют материалы, которые закачивают во всю перфорационную часть пласта. При этом образующийся осадок, гель или отверждающее вещество увеличивают фильтрационное сопротивление только в водонасыщенной части пласта, а закупорки нефтяной части пласта не происходит. При СМИ нет необходимости производить повторную перфорацию. Классификация СМИ по функциональному назначению, химической природе и принципу образования закупоривающего материала приведена на рис. 11.5, а по физико-химическим свойствам водоизолирующего материала – на рис. 11.6.

С учетом механизма образования водоизолирующих масс можно выделить пять селективных методов:

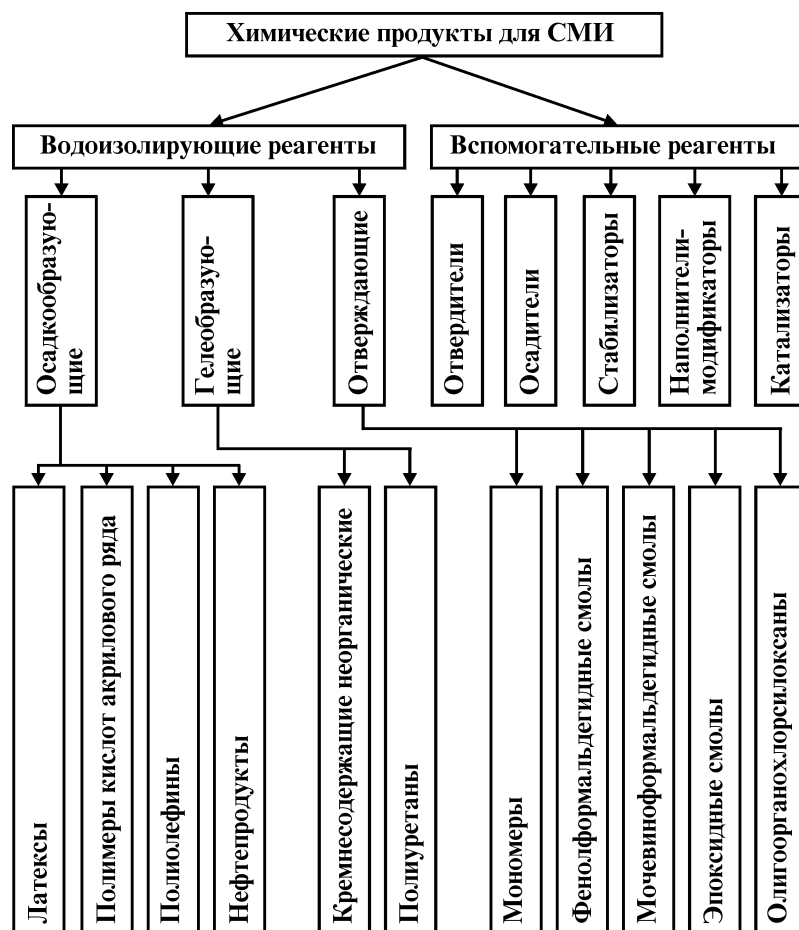


Рис. 11.5. Классификация селективных методов изоляции обводнившихся пластов по функциональному назначению, химической природе и принципу образования закупоривающего материала

1. Методы селективной изоляции, основанные на образовании водоизолирующей массы, растворимой в нефти и нерастворимой в водной среде. Рекомендуется использовать такие материалы, как нафталин, парафин, растворенные в анилине, креозоле, ацетоне, спирте, или другие пересыщенные растворы твердых углеводородов в растворителях. Применяются вязкие нефти, эмульсии и другие нефтепродукты, нерастворимые соли и латексы типа СКД-1.

2. Методы селективной изоляции, основанные на образовании закачиваемыми в пласт реагентами осадков в водонасыщенных зонах. Предлагается закачивать неорганические соединения типа FeSO_4 , M_2SiO_3 (М – одновалентный щелочной металл), которые, реагируя между собой в водной среде, образуют гидрат закиси железа и силикагель. Более прочную массу образуют кремнеорганические олигомеры, оказывающие продолжительный эффект воздействия.

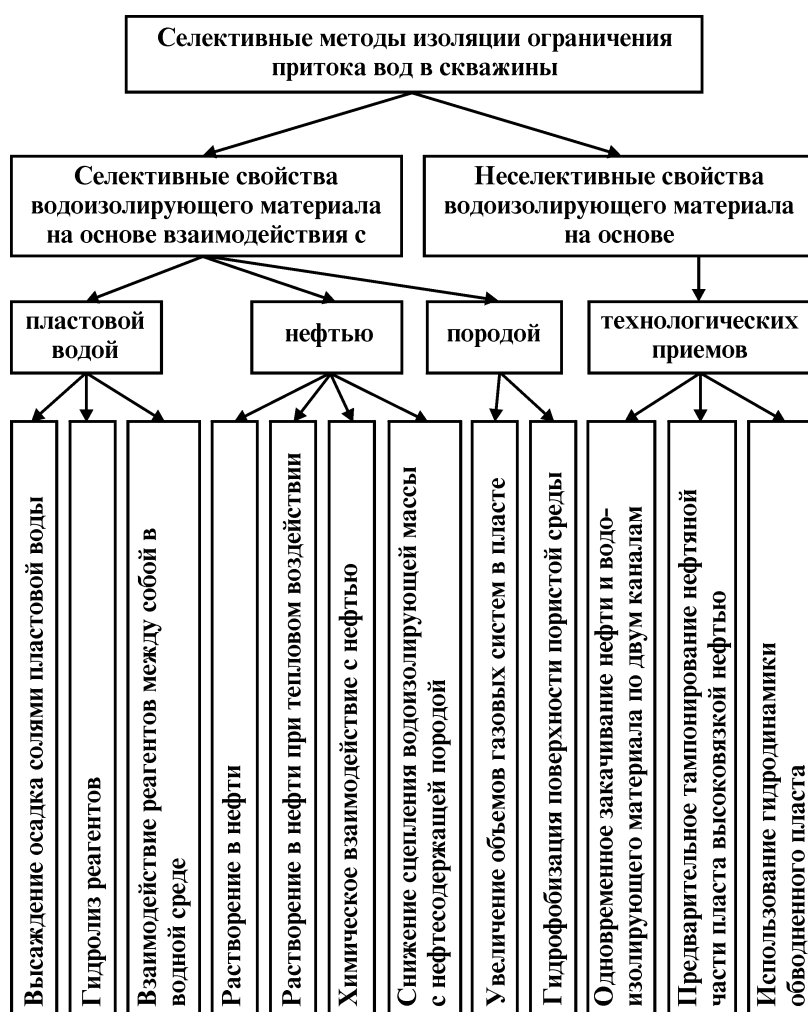


Рис. 11.6. Классификация селективных методов изоляции обводнившихся пластов по физико-химическим свойствам водоизолирующего материала

3. Методы, основанные на взаимодействии реагентов с солями пластовых вод. На осаждении и структурировании ионами поливалентных металлов Ca^{+2} , Mg^{+2} , Fe^{+2} и других основаны методы ограничения движения воды в пласте с применением таких высокомолекулярных соединений, как производные целлюлозы и акриловых кислот. В контакте с приведенными катионами высаживается из раствора ряд сополимеров полиакриловой и метакриловой кислот с высокой степенью гидролиза. В нефтяной среде они сохраняют свои первоначальные физические свойства, обеспечивая тем самым селективность воздействия на нефтеводонасыщенный пласт.

4. Методы, основанные на взаимодействии реагента с поверхностью породы, покрытой нефтью. К этой группе относятся способы ограничения притока воды с использованием частично гидролизованного полиакриламида (ПАА), мономеров акриламида, гипано-формальдегидной смеси (ГФС) и др. Механизм методов заключается в том, что при адсорбционном и механическом удерживании полимера в пласте значение остаточного сопротивления зависит от минерализации воды, молекулярной массы полимера, степени гидролиза и проницаемости пористой среды. Значение остаточных сопротивлений в нефтенасыщенной части пород на порядок ниже, чем в водонасыщенных, что объясняется сродством частиц полиакриламида с органическими соединениями нефти. Кроме того, в нефтенасыщенной части пласта ухудшаются условия для адсорбционного и механического удерживания частиц полимера породой вследствие присутствия на поверхности раздела углеводородной жидкости.

5. Методы, основанные на гидрофобизации поверхности пород призабойной зоны с применением ПАВ, аэрированных жидкостей, полиорганосилоксанов и других химических продуктов. Общий механизм заключается в гидрофобизации пород, приводящей к снижению фазовой проницаемости пород для воды, а также в образовании пузырьков газа, которые легко разрушаются в присутствии нефти.

Ниже приведены наиболее распространенные и эффективные технологии по отдельным реагентам и технологии, которые дали положительные результаты для условий объектов разработки ОАО "Оренбургнефть".

Неселективные методы изоляции – это методы, использующие материалы, которые независимо от

насыщенности среды нефтью, водой или газом образуют экран, не разрушающийся со временем в пластовых условиях. Основные требования при НСМИ – точное выделение обрабатываемого обводненного интервала и исключение снижения проницаемости продуктивной нефтенасыщенной части пласта. Классификация НСМИ по физико-химическим свойствам водоизолирующего материала приведена на рис. 11.7.

В качестве водоизолирующих материалов используют следующие группы реагентов:

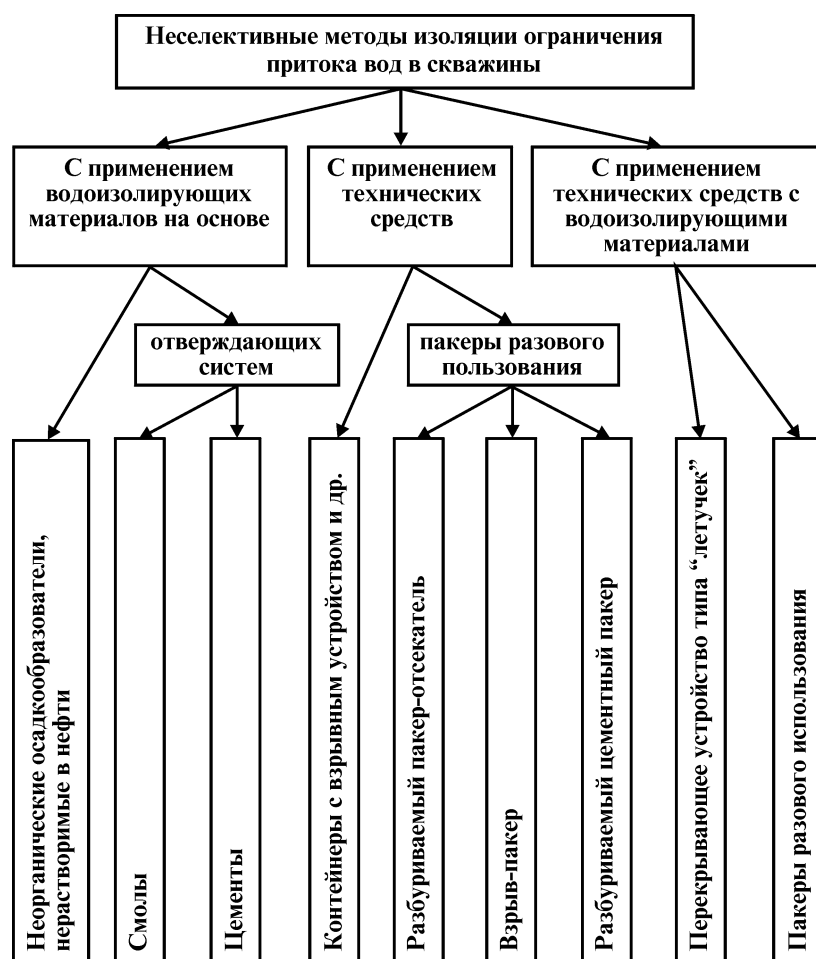


Рис. 11.7. Классификация неселективных методов изоляции пластовых вод по физико-химическим свойствам водоизолирующего материала

водоизолирующие материалы на основе отверждающих систем в полном объеме пласта: цементные составы; смолы (фенолформальдегидные смолы типов ТСД-9 и ТС-10, жидкие формальдегидные смолы типов СФЖ-3012, ВР-1, ГТМ-3, мочевино-формальдегидные смолы и др.); составы с образованием водоизолирующей массы в результате взаимодействия закачиваемых реагентов (закачка жидкого стекла с соляной кислотой и др.);

водоизолирующие материалы на основе осадкообразующих систем;

технические средства;

технические средства с водоизолирующими материалами.

СМИ пластовых вод с применением гипана. Характерными особенностями реагентов класса акриловых полимеров и их производных являются растворимость в наиболее доступном растворителе – воде и возможность образовывать закупоривающую массу в пласте за счет насыщающих его высокоминерализованных вод. Закупорка поровых каналов может происходить как за счет осадкообразования, так и благодаря гелеобразованию в зависимости от вспомогательного реагента (электролита, формалина, серной кислоты и т.д.).

Область эффективного применения гипана:

Тип изолируемых вод	Подошвенная, собственно пластовая минерализованная вода
Обводненность продукции скважин, % ..	70–90
Ионный состав воды	Наличие ионов Ca^{+2} ; Mg^{+2} ; Fe^{+2}
Минерализация воды, г/л, более	20 (для 8–10 % растворов гипана)

Объем гипана на одну скважино-операцию зависит от поглотительной способности скважины (табл. 11.6).

Технологические схемы закачки гипана в скважину приведены на рис. 11.8.

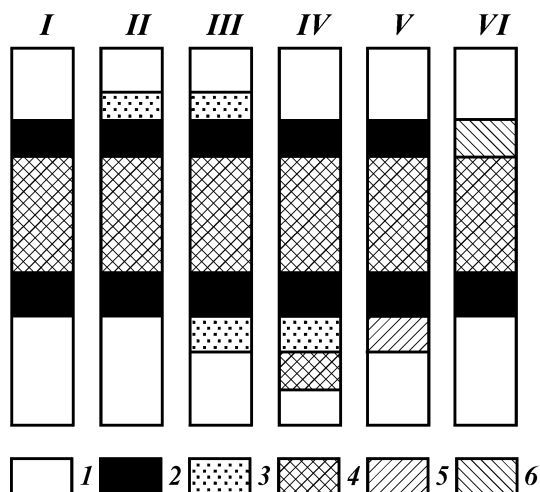
Технологические схемы I и II – наиболее распространенные. Их применяют для скважин со средней приемистостью. Реагенты закачивают без извлечения подземного оборудования из скважины по затрубному пространству. Технологическую схему III используют при высокой приемистости обводненного пласта и

Таблица 11.6

Поглотительная способность скважины, $\text{м}^3/\text{ч}$	Объем гипана (в м^3) при давлении, МПа	
	> 10	< 10
> 20	3–5	5–6
< 20	3–4	4–5

Рис.11.8.
Технологические схемы
(I–VI) закачки гипана
в скважину:

1 – пластовая (минерализованная) вода; 2 – пресная вода; 3 – водный раствор хлористого кальция; 4 – гипан; 5 – соляная кислота; 6 – цементный раствор



дозированных заливках. Технологические схемы IV и V применяют при низкой приемистости обводненного пласта. В данном случае осуществляется комбинированное воздействие: сначала закачка соляной кислоты для увеличения проницаемости обводненного пласта, а затем закачка туда закупоривающего реагента. Технологическая схема VI аналогична первым двум. Ее используют для повышения надежности изоляционных работ.

В табл. 11.7 приведены объемы рабочих материалов для изоляции обводненных пластов с применением гипана по различным технологическим схемам.

СМИ пластовых вод с применением пенных систем. При изоляции подошвенных вод и собственно пластовых вод широкое

Таблица 11.7

Состав рабочих растворов по технологическим схемам

Материал	Объем компонента (в м³) по технологическим схемам			
	I–II	III	IV–V	VI
30%-ный раствор хлористого кальция	–	1,5–2,0	0,5	–
Соляная кислота	–	–	3,0–4,5	–
Пресная вода	До 0,5	До 0,3	0,3–0,4	0,25–0,50
Гипан	3,0–5,0	5,0–6,0	3,0–5,0	3,0–6,0
Пресная вода	0,1–0,2	0,1–0,2	0,1–0,25	0,2–0,3
30%-ный раствор хлористого кальция	–	0,3–0,5	0,3–0,5	–
Цементный раствор	–	–	–	0,5–1,0

применение в стране и большие перспективы для условий месторождений Оренбургской области с невысокими и средними пластовыми давлениями имеют пенные системы. Механизм изоляции вод заключается в следующем:

очистка ПЗП в результате диспергирования кольматирующих пласт глинистых веществ, парафина, асфальтосмолистых веществ и дальнейшее их удаление в процессе освоения скважин за счет солюбилизирующего действия (коллоидного растворения) образовавшихся мицелл в пенной системе. Главным результатом этого процесса является приобщение к разработке малопроницаемых пропластков;

блокирование путей продвижения воды в результате прилипания к поверхности водопроводящих каналов пузырьков газа и образования пленок из коллоидно-дисперсных соединений;

изоляция высокопроницаемых зон продуктивного пласта, являющихся главным источником обводнения.

Область эффективного применения пенных систем: низкое и среднее пластовое давление; неограниченная обводненность продукции скважины; четко выраженная неоднородность пропластков; наличие глинистой корки на стенках скважины; наличие в терригенных породах глинистого цемента.

В качестве пенных систем рекомендуют использовать двухфазные и многокомпонентные пенные системы.

Концентрация компонентов (в % (по массе)), входящих в пенообразующий раствор, для получения двухфазной пены, следующая:

Пенообразователь (нефтерастворимые ПАВ)	1,5–3,0
Стабилизатор пены (КМЦ-600, ММЦ и др.)	1,0–1,5
Пресная вода	Остальное
Газовая фаза (природный газ, воздух, азот и др.)	50–100 м ³ /м ³ раствора

Концентрация компонентов, входящих в пенообразующий раствор, для получения многокомпонентной пены, следующая:

Пенообразователь (нефтерастворимые ПАВ)	1,5–3,0
Стабилизатор пены (КМЦ-600, ММЦ и др.)	1,0–1,5
Углеводородная жидкость (нефть)	0,05–0,10
Силикат натрия	10–11
Хлористый кальций	2–4
Пресная вода	Остальное
Газовая фаза (природный газ, воздух, азот и др.)	20–60 м ³ /м ³ раствора

В многокомпонентной пене нефть оказывает благоприятное действие на устойчивость пены, так как нефть, в отличие от ПАВ, не имеет гидрофильных групп (молекулы нефти имеют только

аполярную фобную часть). Повышение устойчивости пены объясняется тем, что молекулы нефти "вклиниваются" в молекулы ПАВ, образующих адсорбционные слои пены, и гидрофобизируют их. Катионы многовалентных металлов (Ca^{+2} , Al^{+3} , Mg^{+2} , Fe^{+3} и т.д.), на примере хлористого кальция, являются основным источником (сырьем) для образования коллоидно-дисперсных соединений. При гидролизе силиката натрия в присутствии катионов многовалентных металлов образуется вторичная пленка на границе пены (газ + жидкость) из коллоидно-дисперсных частиц, обладающая структурно-механическими свойствами и препятствующая утончению первого слоя пленки из ПАВ + нефть.

Благодаря дополнительным компонентам многокомпонентных систем устойчивость их в 15–60 раз выше, чем для двухфазной пены.

Технология закачки пенной системы состоит из следующих операций:

- проверка состояния забоя скважины;
- спуск НКТ до середины интервала перфорации или до нижних перфорационных отверстий;
- нагнетание 2,0–2,5 объема НКТ водного раствора ПАВ при открытом кольцевом пространстве на устье;
- нагнетание 2,0–3,0 м³ пенообразующего раствора (нижняя буферная жидкость, из которой получают пену);
- нагнетание пены, приготовленной на устье с использованием аэратора (50–100 м³/м³ для двухфазной пены и 20–60 м³/м³ для многокомпонентной пены);
- после вытеснения пеной 50 % объема нижней буферной жидкости из НКТ в затрубное пространство закрытие задвижки на затрубе и продавливание пены в пласт;
- нагнетание 2,0–3,0 м³ пенообразующего раствора (верхняя буферная жидкость того же состава, что и нижняя);
- нагнетание водного раствора ПАВ концентрацией 1,0 % и объемом 1,5–2,0 от объема НКТ для продавливания пены в глубь пласта.

11.4. РЕМОНТЫ ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ ОЗДОРОВЛЕНИЮ ФОНДА СКВАЖИН

Охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов являются актуальной проблемой всех отраслей экономики. В нефтяной промышленности решение данной проблемы связано, прежде всего, с проведением работ по

оздоровлению осложненного фонда скважин, конструкция и техническое состояние которого не соответствует требованиям охраны недр. Наличие большого фонда таких скважин может резко усложнить экологическую и социально-экономическую обстановку, создать трудности для природопользования и самого процесса разработки нефтяных месторождений. К основным мероприятиям по оздоровлению фонда скважин, в первую очередь, можно отнести: ремонтно-восстановительные работы (РВР) с эксплуатационной колонной (снятие, негерметичность); ремонтно-изоляционные работы (РИР) (устранение негерметичности цементного кольца за эксплуатационной колонной и кондуктором, наращивание цементного кольца за эксплуатационной колонной и кондуктором); ликвидацию скважин.

*Основные методы исследований
технического состояния скважин*

Техническое состояние скважины должно обеспечивать: разобщение пластов; герметичность затрубного пространства, заполненного тампонажным материалом; герметичность эксплуатационной колонны и кондуктора; герметичность устья.

Первые исследования технического состояния скважин проводят во время их строительства. В дальнейшем, в процессе эксплуатации скважин, эксплуатационная колонна и заколонное пространство (цементное кольцо) подвергаются различным механическим и коррозионным воздействиям при соприкосновении с пластовыми и закачиваемыми водами. Это обуславливает необходимость периодического исследования технического состояния скважин.

Методы исследования технического состояния скважин:

1. Геофизические:

инклинометрия для нахождения соотношения между длиной скважины по колонне и абсолютной отметкой по глубине залегания пластов;

гамма-гамма-толщинометрия для интерпретации цементограмм, паспортизации ОК, определения местоположения муфт и цементирующих фонарей, определения участков с механическими и коррозионными разрушениями ОК;

гамма-гамма-цементометрия (СГДТ) для определения распространения объемных дефектов (каверн, каналов) в цементном кольце, наличия или отсутствия цементного кольца за ОК, эксцентricности ОК в скважине. Преимуществами данного метода исследований являются: проведение исследований в любое время после окончания цементирования; выделение

незацементированных интервалов; выполнение работ с односторонней заливкой. Недостатки метода – косвенный метод; необходимо значительное отличие в плотностях бурового раствора, цементного камня или горной породы; эффективность метода снижается с уменьшением диаметра скважины; необходимо существенное различие в диаметрах скважины и ОК;

акустическая цементометрия (АКЦ) для оценки наличия или отсутствия цементного кольца за ОК, степени сцепления цементный камень – обсадная колонна и цементный камень – горная порода. Недостатки метода: косвенный метод; оценивает только наличие объемных или щелевых дефектов, а не их герметичность; невозможно производить оценку герметичности в области двух и трех колонн труб (на уровне кондуктора и направления);

высокочувствительная термометрия.

2. Промысловые:

дебитометрические (механическая, термокондуктивная дебитометрия, влагометрия, индукционная резистометрия и т.д.);

гидродинамические (замеры динамического и статического уровней жидкости в скважине, проведение гидродинамических исследований скважин и пластов на установившихся и неустановившихся режимах фильтрации и т.д.);

химические (химический анализ попутно отбираемых на устье скважины пластовых вод, закачка индикаторов (изотопов) и химический анализ отбираемых вод и т.д.);

гидравлические (опрессовка скважины давлением и понижением уровня, применение пакерных технологий).

Как правило, для однозначной оценки технического состояния скважин применяют комплекс промыслово-геофизических и промысловых методов исследований:

1. Акустические и гамма-методы исследований используют на различных стадиях эксплуатации скважин, и они позволяют оценить только качество цементного кольца за обсадными колоннами.

2. Методы термометрии, особенно высокочувствительной, применяют для косвенной оценки герметичности заколонного пространства и самой обсадной колонны в процессе эксплуатации скважины, а также при производстве работ по ее физической ликвидации.

3. Сравнительно более качественная оценка герметичности (наличие или отсутствие перетоков) заколонного пространства достигается путем применения комплекса исследований – АКЦ и высокочувствительной термометрии.

4. Герметичность эксплуатационной колонны оценивается путем проведения исследований резистивиметром, влагомером, плотностномером и закачиванием изотопов.

5. Исследования глубинным расходомером (дебитомером) прямо определяют герметичность обсадных колонн, косвенно – герметичность цементного кольца. Указанные исследования используют также для локализации глубины негерметичности обсадных колонн после предварительного установления их негерметичности методом термометрии.

6. Пакер применяется как для оценки герметичности всей эксплуатационной колонны в интервале устье скважины – выше интервала перфорации продуктивного пласта, так и определения локализации глубины негерметичности колонны.

7. Наличие перетока жидкости в зацементированном заколонном пространстве прямо определяется путем перфорации спецотверстий в двух интервалах и вызова циркуляции жидкости через пакер, установленный между отверстиями.

Исправление негерметичности цементного кольца

Необходимость проведения ремонтно-восстановительных работ по исправлению негерметичности цементного кольца (ликвидация межпластовых перетоков) вызвана несоответствием качества цементирования эксплуатационной колонны условиям эксплуатации скважины. Несоответствие качества является следствием некачественного цементирования и разрушения цементного кольца в процессе эксплуатации скважины.

Первоначально негерметичность цементного кольца определяется только по косвенным признакам: изменение дебитов нефти, содержания воды, ее плотности и состава в нефтяной продукции, а также увеличение приемистости при уменьшении давления закачки воды в нагнетательной скважине.

В процессе эксплуатации скважин негерметичность цементного кольца может быть установлена в интервале между перфорированными продуктивными пластами, между перфорированным и неперфорированным нижним и верхним пластами, между продуктивными пластами и непродуктивной верхней частью разреза, между водоносными пластами, залегающими над продуктивными пластами, и верхней частью разреза и т.д. Негерметичное цементное кольцо может быть и за промежуточной технической колонной, кондуктором.

При выборе технологии РВР, в первую очередь, учитывают значение приемистости, расстояние между интервалом перфорации и источником перетока, направление перетока и значение планируемой депрессии на продуктивный пласт.

При приемистости дефекта менее $0,6 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ предварительно проводят кислотную обработку, а затем применяют легкофильтрующиеся тампонажные составы. Если приемистость не увеличивается, закачивать тампонажный раствор через интервал перфорации нежелательно.

Эти работы могут проводиться без использования пакера. Но в этом случае рекомендуют предварительно цементировать весь интервал перфорации продуктивного пласта с оставлением моста, последующим его разбуриванием и испытанием на герметичность. При отсутствии непрерывной приемистости в пределах допускаемого давления на колонну тампонажный раствор закачивают через спецотверстия без установки пакера. Описанный прием используют также в случаях недостаточного расстояния между интервалами перфорации и спецотверстий (менее 4 м).

При приемистости дефекта цементного кольца $0,6\text{--}1,4 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ рекомендуют применять легкофильтрующиеся тампонажные составы, отверждающиеся в полном объеме и образующие прочный полимер.

При приемистости дефекта цементного кольца $1,4\text{--}2,1 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$, предварительно закачивают гелеобразующие составы, а затем – цементный раствор. В этом случае оставляется мост в эксплуатационной колонне, и в последующем он разбуривается. Предварительное закачивание гелеобразующих составов производят при ожидаемой депрессии на пласт более 5 МПа после РИР.

При приемистости дефекта цементного кольца более $2,1 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ возможно закачивание тампонажных растворов через интервал перфорации. При этом желательно использовать раствор на углеводородной основе. В случае перетока жидкости снизу и при расстоянии между нижними отверстиями перфорации продуктивного пласта и пластом – источником перетока более 4 м, РИР проводят через спецотверстия (2–5 отверстий), перфорируемые между указанными пластами. Для предотвращения загрязнения продуктивного пласта тампонажные растворы закачивают через пакер, устанавливаемый между интервалом перфорации продуктивного пласта и спецотверстиями. Последние перфорируют против плотных пород в кровельной части источника перетока.

При применении цементных растворов для исправления негерметичности цементного кольца необходимо применять меры по улучшению их проникающей способности в мелкие каналы и трещины в цементном кольце. С этой целью в цемент добавляют реагенты – понизители водоотдачи цементных растворов, такие

как КМЦ и гипан, в количестве 0,5–2,0 % (по массе) к массе цемента. В качестве ускорителей схватывания применяют хлористый кальций, хлористый натрий и кальцинированную соду в количестве 1–3 % (по массе) к массе цемента. Для горячих скважин те же КМЦ и гипан в количестве 0,1–0,8 % (по массе) используют как замедлители схватывания.

Устранение негерметичности эксплуатационной колонны

Причинами негерметичности эксплуатационных колонн являются частичное или некачественное ее цементирование во время строительства, использование сточных вод для заводнения и агрессивных жидкостей для интенсификации добычи нефти, высокое давление нагнетания, качество металла и закрепления резьбовых соединений.

Для устранения негерметичности эксплуатационных колонн применяют следующие методы:

- спуск и установку пакера;

- докрепление негерметичности резьбовых соединений путем доворота обсадных труб с устья скважины (пропускная способность негерметичности составляет менее 1 л/с по воде и отмечается только падением давления при опрессовке) в случаях, когда негерметичность обнаруживается в незацементированной и неприхваченной частях эксплуатационной колонны. Крутящий момент на устье скважины выбирают из условия прочности труб на кручение (1000 и 1200 кг·м для 146- и 168-мм колонн соответственно) и стандартных значений крутящего момента для завинчивания резьбового соединения (450 и 650 кг·м для 146- и 168-мм колонн соответственно);

- отвинчивание и замену негерметичных обсадных труб в следующих случаях: негерметичность обнаружена в незацементированной части эксплуатационной колонны и преимущественно выше башмака предыдущей колонны; отсутствуют цементные сальники в межколонном пространстве; цементирование нежелательно исходя из необходимости вторичного цементирования кондуктора во время ликвидации скважины путем извлечения части эксплуатационной колонны;

- установку металлических пластырей;

- спуск летучки в специфических условиях: наличие нескольких нарушений; трещина вдоль образующей обсадной трубы значительной длины и т.д.;

- спуск дополнительной колонны меньшего диаметра в следующих случаях: замена дефектной части обсадной колонны технически невозможна; метод тампонирования не обеспечивает

необходимой герметичности обсадной колонны; обсадная колонна имеет несколько дефектов, устранение которых технически невозможно или экологически нецелесообразно; по условиям эксплуатации скважины допускается уменьшение проходного сечения колонны;

тампонирование.

В большинстве случаев ремонтные работы по устранению негерметичности эксплуатационной колонны проводят с использованием различных вариантов метода тампонирования под давлением. Применение того или иного варианта тампонирования зависит от характера нарушения эксплуатационной колонны: сквозные дефекты со значительной проницаемостью или негерметичность резьбовых соединений с "малой" утечкой.

Технический регламент устранения негерметичности обсадных колонн, используемый в ОАО "Оренбургнефть" для геолого-промысловых условий месторождений данного объединения, предусматривает следующую последовательность операций:

1. Останавливают, глушат и исследуют скважину.
2. Обследуют обсадную колонну.
3. Выбирают технологическую схему проведения операций, тип и объем тампонажного материала. Технологию тампонирования под давлением с оставлением тампонажного моста производят в соответствии с РД 39-1-843-82.
4. В случае, если в скважине межколонных проявлений не наблюдается, а негерметичность выявлена при гидроиспытании, то башмак НКТ устанавливают на 5–10 м выше искусственного забоя или цементного моста, расположенного над интервалом перфорации. В качестве тампонирующего материала используют гелеобразующие составы.
5. При установленном интервале негерметичности обсадной колонны применяют метод тампонирования под давлением с непрерывной (или с остановками) прокачкой тампонирующей смеси по затрубному пространству.
6. В случае, если в процессе эксплуатации наблюдались межколонные проявления, после отключения интервала перфорации башмак НКТ устанавливают на 200–300 м выше нижней границы предполагаемого интервала негерметичности.
7. В случае, если значение межколонного давления больше 4 МПа, в качестве тампонирующих материалов допускается использование отверждающихся составов.
8. В фонтанирующих скважинах допускается применение извлекаемого полимерного состава.

9. Изоляцию сквозных дефектов обсадных колонн осуществляют, если:

зона нарушения обсадной колонны расположена более чем на 500 м выше интервала перфорации. В этом случае устанавливают дополнительный цементный мост высотой не менее 5 м в интервале на 20–30 м ниже дефекта;

при наличии в колонне нескольких дефектов тампонируют каждый дефект производят последовательно сверху вниз, предварительно установив под очередным нарушением на расстоянии от 20 до 30 м разделительный мост высотой не менее 5 м;

при приемистости дефекта колонны более $3 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ предварительно проводят работы по снижению интенсивности поглощения;

при приемистости $0,5 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ в качестве тампонажного материала используют полимерные материалы;

при тампонировании под давлением лишний объем тампонажного раствора из зоны дефекта не удаляют;

на период отверждения скважину оставляют под избыточным давлением от 40 до 60 % от достигнутого при продавливании тампонажного раствора;

определяют местоположение установленного моста и разбуривают его, оставляя толщиной не менее 3 м над дефектом.

10. Оценку качества работ по тампонированию проводят в соответствии с действующими РД. При испытании отремонтированного интервала газом межколонные проявления должны отсутствовать. Качество РИР без отключения перфорированной зоны оценивают по результатам изменения межколонного давления при освоении и эксплуатации скважины. При определении показателя долговечности (среднего срока службы изолирующего тампона) устанавливают ежемесячный контроль за эксплуатацией скважины.

Восстановление герметичности обсадных колонн с применением стальных пластырей

В последние годы в ОАО "Оренбургнефть" (НГДУ "Бузулукнефть", "Бугурусланнефть") успешно проводят работы по герметизации обсадных колонн с применением стальных пластырей. Комплекс технических средств по установке металлических пластырей, разработанных институтом "ВНИИКрнефть" включает в себя:

устройство для установки металлических пластырей в эксплуатационной колонне типов "Дорн-1", "Дорн-2".

Технические данные обсадных колонн и периметры пластырей приведены в табл. 11.8;

скребок гидромеханический СГМ-2;

устройство для обследования обсадной колонны УОК-1;

устройство для поинтервальной опрессовки колонны УПОК-1;

гофрированные металлические пластыри.

Технология ремонта негерметичной обсадной колонны заключается в спуске гофрированного металлического пластыря в скважину на дефект и расширения его до сопряжения с внутренней поверхностью обсадной колонны с помощью дорна.

Успешность и результаты ремонта зависят от качества проведенных подготовительных работ в скважине, которые включают: шаблонирование обсадной колонны; промывку скважины; обследование (поиск места) негерметичности обсадной колонны; очистку внутренней поверхности обсадной колонны в интервале ремонта; поинтервальную опрессовку обсадной колонны.

Пластырь из тонкостенной трубы Ст10 с толщиной стенки 3 мм позволяет обеспечить герметичность эксплуатационной обсадной колонны при избыточном внутреннем давлении до 20 МПа и депрессии до 7–8 МПа. Стандартная длина пластыря 9 м. Может быть применен пластырь длиной до 15 м, сваренный на производственной базе, а также секционный сварной пластырь большей длины, сваренный над устьем скважины.

Таблица 11.8

Рекомендации по выбору режима установки пластыря

Диаметр ОК, мм	Толщина стенки ОК, мм	Пластырь		Режим установки пластыря		
		Периметр, мм	Натяг, % к периметру	Давление в устройстве, МПа	Усилие протяжки (в кН) при заходе головки в пластырь без давления	
					"Дорн-1"	"Дорн-2"
146	6,5	405	-3,1	18	125	115
				20	130	120
	7,0		-2,3	15	125	115
				20	130	120
	7,7		-1,3	15	130	120
				18	135	125
	8,5		0	12	115	105
				15	145	135
	9,5		+1,5	12	140	130
				15	170	160
168	10,7	466	+3,5	12	185	175
				15	230	210
	7,3		-3,3	15	150	—
				18	180	—
	8,9		-1,2	15	140	—
				18	150	—
	10,6		+1,0	15	150	—
	12,1		+3,2	15	210	—

Технический регламент установки стальных пластырей, разработанный в ОАО "Оренбургнефть" для геолого-промысловых условий месторождений данного объединения, предусматривает следующую последовательность операций:

1. После глушения скважины поднимают НКТ и другое скважинное оборудование.

2. Устанавливают в обсадной колонне на 50–100 м выше интервала перфорации цементный мост.

3. При необходимости доставляют на скважину комплект НКТ или буровых труб грузоподъемностью на 250 кН выше усилия, создаваемого весом колонны труб, спущенных до ремонтируемого интервала.

4. Производят гидравлическое испытание труб на избыточное давление не менее 15 МПа с одновременным шаблонированием их шаром диаметром не менее 36 мм.

5. Определяют глубину, размеры и характер нарушения обсадной колонны:

геофизическими методами – интервал нарушения;

поинтервальным гидравлическим испытанием с применением пакера – размеры нарушения с точностью ± 1 м;

боковой гидравлической печатью ПГ-2 (ТУ 39-1106–86) уточняют размеры и определяют характер нарушения.

6. Очищают внутреннюю поверхность обсадной колонны в интервале ремонта от загрязнений гидравлическим скребком СГМ-1 (ТУ 39-1105–86).

7. Производят шаблонирование обсадной колонны:

в колонне диаметром 146 мм используют шаблон 121 мм длиной 400 мм;

в колонне диаметром 168 мм используют шаблон 140 мм длиной 400 мм;

для шаблонирования участков колонны, расположенных ниже ранее установленного пластыря, муфты МСУ или другого сужения ствола скважины, может быть использован гидромеханический шаблон ШГ-1 соответствующего диаметра.

8. Замеряют внутренний периметр обсадных труб в интервале установки пластыря с помощью измерителей периметра ИП-1, опускаемых на НКТ или бурильных трубах.

9. Если в процессе обследования обсадной колонны выявлено несколько нарушений, подготовительные работы на каждом из них проводят последовательно в соответствии с пп. 5–8.

10. Сборку и подготовку устройства для запрессовки пластыря и продольно-гофрированных труб проводят на базе производственного обслуживания.

11. Дорны и многолучевой продольно-гофрированный пластырь типа ПМ для ремонта эксплуатационных обсадных колонн должны соответствовать требованиям ТУ 39-01-08-466–79.

12. Транспортирование дорна производят в собранном виде. Запрещается сбрасывать дорны и пластыри при их разгрузке с автомобиля.

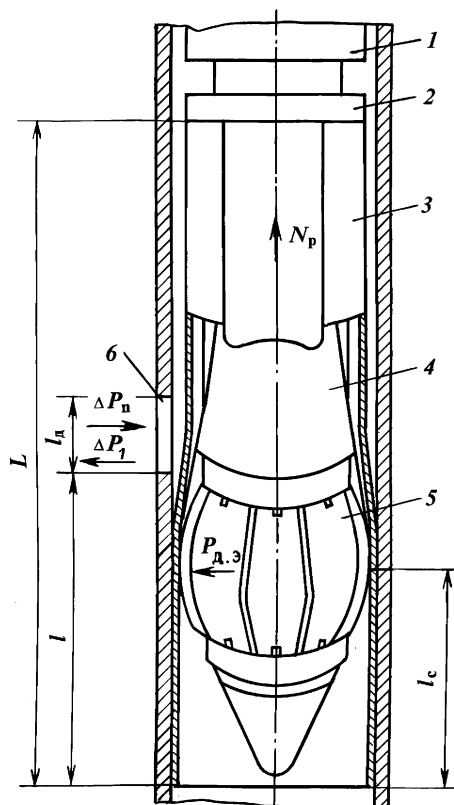
13. Дорн должен быть оборудован клапанами для долива и слива жидкости.

14. При работе на загрязненных жидкостях целесообразно над дорном устанавливать пескосборник.

15. Длина пластыря выбирается исходя из размеров поврежденного участка обсадной колонны. Длина пластыря должна быть не менее чем на 3 м больше длины повреждения. В большинстве случаев используются пластыри стандартной длины (9 м), при необходимости – удлиненные сварные.

Рис. 11.9. Гидравлическая дорнирующая головка:

L – общая длина пластыря; l – длина пластыря от его торца до дефекта; l_d – длина дефекта; l_c – длина сцепления пластыря при наличии упора на противоположном его конце; N_p – осевое усилие, необходимое для расширения пластыря до сопряжения с колонной; $P_{д.э}$ – радиальное усилие на дожимные элементы в дорнирующей головке; 1 – силовой толкатель-якорь; 2 – упор; 3 – пластырь; 4 – конус; 5 – дожимные элементы; 6 – дефект



16. Наружный периметр продольно-гофрированных заготовок пластыря выбирают исходя из результатов замеров внутреннего периметра обсадной колонны и толщины стенки ее в интервале ремонта (см. табл. 11.8).

17. На производственной базе и перед спуском в скважину на наружную поверхность продольно-гофрированных заготовок пластыря наносится слой герметика.

18. Технология установки стального пластыря в обсадной колонне (рис. 11.9, 11.10) следующая:

на устье скважины собирают дорн с продольно-гофрированной трубой;

дорн с заготовкой пластыря спускают на НКТ или бурильных трубах и устанавливают в интервале нарушения обсадной колонны;

соединяют нагнетательную линию со спущенной колонной труб, с помощью насоса цементировочного агрегата создают дав-

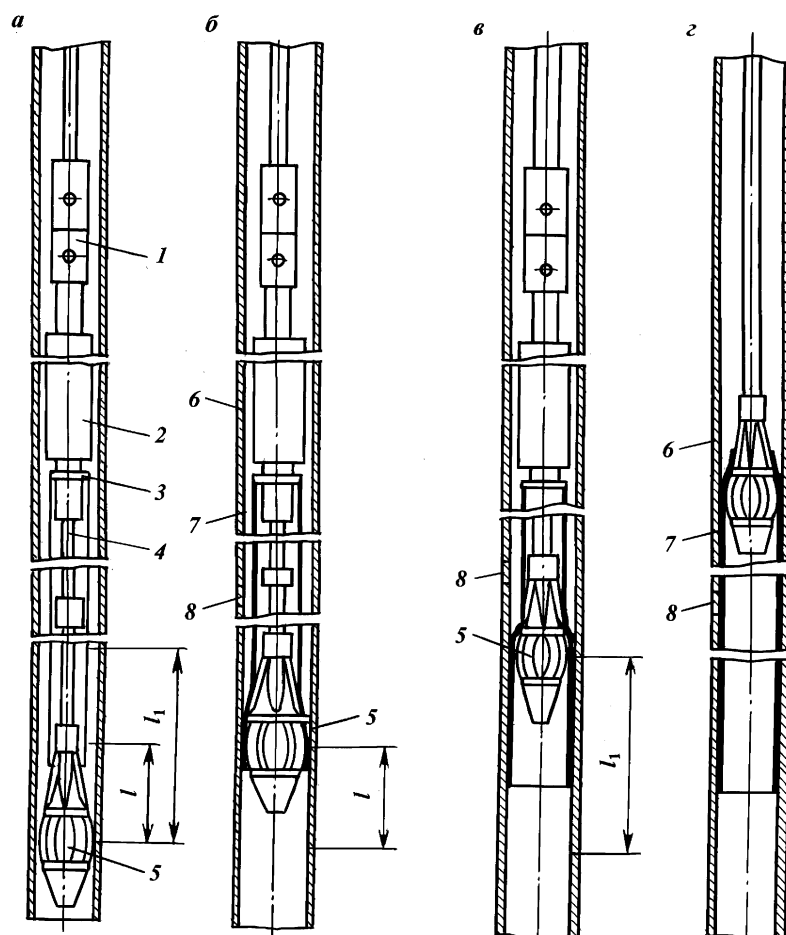


Рис. 11.10. Схема установки пластыря устройством ДОРН-1:

a – этап 1 – спуск устройства с пластырем к дефекту; *б* – этап 2 – заход головки в пластырь без давления на отрезке *l* (протяжка силовыми цилиндрами); *в* – этап 3 – расширение пластыря головкой на отрезке *l*₁–*l* (предварительное сцепление пластыря с обсадной колонной протяжкой силовыми цилиндрами); *г* – этап 4 – расширение пластыря головкой при подъеме инструмента; 1 – циркуляционные клапаны; 2 – силовые цилиндры; 3 – упор пластыря; 4 – штанга; 5 – гидравлическая дорнирующая головка; 6 – обсадная колонна; 7 – пластырь; 8 –дефект

ление и производят запрессовку пластыря. Давление запрессовки выбирают исходя из диаметра и толщины стенки обсадной колонны (табл. 11.9);

Таблица 11.9

**Технические данные обсадных колонн и периметры пластырей
для ремонта**

Диаметр ОК, мм	Толщина стенки ОК, мм		Условный внутренний диаметр ОК, мм	Расчетный внутренний периметр ОК, мм	Предпочти- тельный периметр пластыря, мм
	ГОСТ 632–64	ГОСТ 632–80			
140	6,0	(6,2)	127,7 (127,3)	401 (400)	398 (402)
	7,0	(7,0)	125,7 (125,7)	395 (395)	392 (396)
	8,0	(7,7)	123,7 (124,3)	388 (390)	386 (392)
	9,0	(9,2)	121,7 (121,3)	382 (381)	380 (382)
	10,0	(10,5)	119,7 (118,7)	376 (373)	374 (378)
	11,0	–	117,7	370	368
146	6,5	(6,5)	133 (133)	418 (418)	416 (420)
	7,0	(7,0)	132 (132)	414 (414)	412 (416)
	8,0	(7,7)	130 (131)	408 (411)	406 (412)
	9,0	(8,5)	128 (129)	402 (405)	400 (406)
	10,0	(9,5)	126 (127)	396 (399)	394 (406)
	11,0	(10,7)	124 (125)	389 (392)	386 (394)
168	6,5	–	155	487	484
	7,0	(7,3)	154 (154)	484 (484)	482 (486)
	8,0	(8,0)	152 (152)	477 (477)	474 (480)
	9,0	(8,9)	150 (150)	471 (471)	468 (474)
	10,0	(10,6)	148 (147)	464 (462)	460 (466)
	11,0	–	146	458	456
	12,0	(12,1)	144 (144)	452 (452)	450 (454)

приглаживают пластырь дорнирующей головкой при избыточном давлении не менее 4–5 раз;

не извлекая дорн из скважины, опрессовывают колонну, при необходимости приглаживание повторяют;

поднимают колонну труб с дорном, осваивают и вводят скважину в эксплуатацию по утвержденному плану.

12

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ



12.1. ПРИЧИНЫ ОСЛОЖНЕНИЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ В ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ" И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ

В районе размещения производственных предприятий по добыче нефти и газа необходимо обеспечить охрану окружающей среды, т.е. биологических, земельных, водных ресурсов и воздушного бассейна от загрязнения. Крупную проблему сохранения экологической обстановки представляет собой предупреждение взрывоопасных и других аварийных ситуаций, вызванных природными факторами или нарушением техники безопасности, вследствие которых выражается в загрязнении окружающей среды и, как следствие, в нарушении экологического равновесия.

Комплекс предприятий ОАО "Оренбургнефть" включает в себя большое число производств, задачей которых является реализация запланированной системы разработки нефтяных месторождений. Главными объектами этого комплекса являются добывающие и нагнетательные скважины, промысловые коммуникации и объекты по снабжению системы ППД водой, технологической обработке продукции скважин. Процессы эксплуатации скважинного и внутрипромыслового оборудования сопровождаются многочисленными осложнениями, ухудшающими показатели разработки нефтяных месторождений и экологическую безопасность нефтепромысловых объектов. Наиболее распространенными видами осложнений являются многочисленные заколонные перетоки агрессивных пластовых флюидов с их попаданием в пресноводные комплексы и преждевременный выход из строя в результате коррозии оборудования скважин и внутрипромысловых трубопроводов.

Кроме того, недостатком существующих систем разработки нефтяных месторождений является недостаточная согласованность многих

технологических решений по совершенствованию систем разработки с техническим состоянием нефтепромысловых объектов и степенью техногенной нагрузки на окружающую среду. Нефтяные месторождения ОАО "Оренбургнефть" расположены на значительной части территории Оренбургской области на площадях, характеризующихся плодородными пашнями, лесами, водоемами, подвергающимися интенсивному техногенному воздействию, а также приуроченностью питьевых источников к активной зоне водообмена. Степень техногенной нагрузки определяется эксплуатацией месторождений и большим фондом скважин, значительной протяженностью внутрипромысловых трубопроводов, десятками различных технологических установок и т.д.

Условия эксплуатации скважин и нефтепромысловых коммуникаций осложняются в связи с большим количеством скважин, находящихся в длительной эксплуатации, вступлением значительной части объектов в позднюю стадию разработки, характеризующуюся прогрессирующим обводнением добываемой продукции, открытием и введением в разработку новых месторождений, залежи нефти на которых приурочены к большим глубинам с высокими давлениями. Кроме того, в разработку вводится все большее число мелких месторождений высоковязкой нефти, содержащих сероводород.

Несоответствие существующего технологического оборудования условиям разработки нефтяных залежей на поздней стадии, физико-химическим свойствам закачиваемых и отбираемых флюидов приводит к перегрузке в работе оборудования и определяет уровень экологического риска при его эксплуатации. За счет осложнений происходит загрязнение пресных поверхностных и подземных вод, в том числе за счет прорывов водоводов сточных вод систем ППД, при капитальном ремонте скважин и из-за неуправляемых межпластовых перетоков.

В связи с этим повышение эксплуатационной надежности и экологической безопасности скважин и нефтепромысловых коммуникаций при разработке нефтяных месторождений является крупной научной проблемой и огромным резервом повышения эффективности разработки нефтяных месторождений, а также улучшения экологической обстановки в регионе. Указанная проблема приобретает особое практическое и общегосударственное значение в связи с возможным засолением источников пресных вод для питьевого и промышленного водоснабжения.

На нефтяных месторождениях загрязнение почвы и почвогрунтов и, следовательно, влияние на биосферу происходят при разливах нефти, нефтепродуктов и нефтепромысловых сточных вод, а также попадании в них химических продуктов, используемых в технологических процессах добычи нефти.

Одним из наиболее опасных веществ, загрязняющих среду обитания, является нефть – сложный комплекс веществ, состоящий почти из 3000 ингредиентов, большинство из которых легкоокисляемы. Поэтому чрезвычайно обширно токсическое воздействие нефти и нефтепродуктов на растения и живые организмы.

Другим важным фактором является способность нефти, особенно ее легких фракций, с большой скоростью растекаться на поверхности воды, образуя тонкую пленку большой площади. Вследствие этого разливы нефти на воде считаются более опасными, чем на почве, где она до определенной степени удерживается частицами почвы.

В области охраны земель на объектах ОАО "Оренбургнефть" проводятся следующие мероприятия:

- предотвращение попадания в почву и почвогрунты различных химических реагентов, используемых в технологических процессах;

- ликвидация амбаров нефти у скважин, сборных пунктов, головных сооружений и установок подготовки нефти;

- сокращение размеров земельных участков под строительство нефтепромысловых объектов за счет применения прогрессивных методов строительства промысловых объектов, внедрения рациональных схем бурения, комплексных блочных установок;

- сокращение аварий в добыче нефти и бурении за счет строгого выполнения планово-предупредительных ремонтов бурового и нефтепромыслового оборудования, применения средств и методов предотвращения коррозии (противокоррозионных покрытий, нейтрализаторов, катодной поляризации и т.д.);

- уменьшение потерь углеводородов при промышленном сборе и подготовке нефти, газа путем разработки и использования новых технологических и технических решений;

- уменьшение количества порывов промысловых сборных трубопроводов системы ППД путем своевременного проведения предупредительных ремонтов и использования металлопластиковых труб. С целью сокращения количества прорывов ОАО "Оренбургнефть" ежегодно выполняет значительный объем работ по капитальному ремонту промысловых трубопроводов:

Годы	1994	1995	1996	1997	1998
Объемы работ, км	161	222	284	287	190

Несмотря на использование высокоэффективных ингибиторов коррозии (НЕФТЕХИМ, ВНПП, Д-4-3, К-143) и выполнение значительных объемов по капитальному ремонту, аварийность трубопроводов на объектах остается достаточно высокой. В табл. 12.1 приведена динамика изменения количества аварий на трубопроводах по годам.

Таблица 12.1

Количество аварий на трубопроводах по годам

Годы	1994	1995	1996	1997	1998
Количество аварий всего	2559	1891	1690	1694	2502
Аварии выкидных линий	1012	984	875	741	827
Аварии водоводов	1260	628	435	620	1252
Аварии газопроводов	36	25	72	45	35
Аварии нефтепроводов	851	254	308	288	378

Причинами коррозионных отказов выкидных линий добывающих скважин являются высокая обводненность добываемой жидкости (около 60 %) и коррозионная агрессивность попутно добываемых высокоминерализованных вод.

Для уменьшения числа коррозионных отказов водоводов сточных вод используются ингибиторы коррозии. Количество закачиваемого ингибитора выглядит следующим образом:

Годы	1994	1995	1996	1997	1998
Потребление ингибитора,	1320,3	1241,4	1533,9	1045,8	919,7

Для снижения коррозии выкидных линий используются гибкие полимерно-металлические коррозионно-стойкие трубы, выпускаемые ЗАО "ТрубопластОр". Всего уложено 86 673 м таких труб, кроме этого уложено 7 км металло-пластмассовых труб. На трубопроводах, перекачивающих товарную нефть, используется катодная защита.

В соответствии с "Основами земельного законодательства" землепользователи обязаны не допускать засоления, загрязнения земель, а также других процессов, ухудшающих состояние почв, кроме того, организовывать контроль за их использованием. При попадании нефти и других токсичных веществ в почву происходят глубокие изменения химических, физических, микробиологических свойств почвы, а иногда и существенная перестройка всего почвенного профиля. В связи с этим

контроль за нефтяными загрязнениями и изучение их воздействия на почвенный покров обязательны для предприятий, деятельность которых связана с таким воздействием.

Предприятия-землепользователи должны проводить:

своевременную регистрацию уровня загрязнения почв и изменения ее химического состава;

определение тенденции изменения химического состава почв во времени, прогноз уровней их загрязнения в будущем;

оценку возможных последствий загрязнения почв в настоящее время, разработку рекомендаций по их предотвращению или уменьшению.

Основными нарушениями почвенно-растительного покрова при бурении скважин и эксплуатации нефтепромысловых объектов являются:

механические нарушения почвенного покрова;

изъятие плодородного слоя;

загрязнение почвы нефтепродуктами и высокоминерализованными пластовыми водами;

загрязнение буровыми отходами;

загрязнение нефтешламами и сточными водами.

Потенциальными источниками загрязнения природной среды, в том числе почвы, являются буровые площадки, буровые и промысловые амбары, нефтепромыслы, факелы, нефтегазопроводы, водоводы системы ППД, естественные поля испарения, нефтехранилища, наземный транспорт и др.

Контроль за состоянием почвенного слоя земли производится визуально, физико-химическими методами анализа и биоиндексацией.

Контроль за состоянием почв осуществляется от проектирования до эксплуатации месторождений нефти.

Контроль фона почв до начала обустройства производит организация, разрабатывающая проект.

В процессе строительства объектов осуществляется контроль за рациональным использованием земельных ресурсов.

В процессе эксплуатации контроль за объектами производится визуально и инструментальными методами.

Визуальный метод – осмотр месторождений и регистрация места нарушения и загрязнения земель, оценка состояния растительности, определение источника загрязнения и принятие мер по прекращению загрязнения.

Инструментальный метод – определение физико-химических свойств почвы на эпизодических и режимных пунктах наблюдения.

Определение точных границ аварийного разлива нефти, составление схемы возможного продвижения загрязнения (пятна) по рельефу местности.

Осуществляется контроль качества проведения работ по рекультивации почв в местах аварийного разлива нефтепродуктов, пластовых вод и после окончания буровых работ.

Производится определение точек отбора проб почвы, уточнение площади исследуемого участка загрязнения, изучаются возможные источники загрязнения (вид и степень загрязнения), уточняются количества отбираемых проб, глубины отбора и их периодичность.

При лабораторном анализе определяется содержание нефти и нефтепродуктов, хлоридов и гумуса в почве и результаты сопоставляются с фоновыми значениями исследуемых показателей.

Материалы обследования, наблюдения на контрольных пунктах, результаты анализа почв своевременно систематизируются с целью выявления масштабов и причин загрязнения и принятия эффективных мер по его предотвращению и устранению.

Основными источниками загрязнения наземных и подземных пресных вод в районах добычи нефти являются:

- сброс промышленных сточных вод на поля испарения;
- сброс сточных вод в поверхностные водоемы и водотоки;
- разливы промышленных сточных вод при порывах водоводов;
- попадание поверхностных стоков нефтепромыслов в наземные воды;

- переток высокоминерализованных вод глубоких горизонтов в пресноводные горизонты из-за негерметичности обсадных колонн и цементного камня за колонной;

- попадание сточных вод в пресноводные горизонты при нарушении герметичности нагнетательных и поглощающих скважин.

На месторождениях ОАО "Оренбургнефть" практически вся попутно добываемая вода используется в системе заводнения продуктивных пластов.

Если попутные и сточные воды подлежат сбрасыванию в поглощающие горизонты, то необходимо их очищать от вредных примесей на каждом пункте подготовки нефти. В практике используется механическая, физико-химическая, биологическая очистки. В ОАО "Оренбургнефть" построены и введены в действие водоочистные сооружения со значительной мощностью.

Следует отметить, что в целях повышения качества очистки вод необходимым условием является наличие на водоохранных объектах современного оборудования, отвечающего требованиям охраны окружающей среды.

Разработка нефтяных месторождений методом заводнения связана с потреблением значительного количества воды. В целях сохранения вод питьевого качества необходимо в больших объемах использовать промышленные воды, поэтому важной задачей является сбор, подготовка и рациональное использование высокоминерализованных пластовых и промышленных сточных вод для закачки в продуктивные пласты с целью поддержания пластового давления.

Так, годовая добыча попутной воды за 1997, 1998 и 1999 гг. соответственно составила 15 615, 13 503 и 11 095 тыс. м³, за эти же годы объемы закачки сточных вод в системах ППД были равны 14 089, 13 856 и 14 130 тыс. м³.

В целях рационального использования пресных поверхностных вод в ОАО "Оренбургнефть" разработаны проекты на разведку соленоватых вод на Покровском и Бобровском месторождениях и исследование возможности их промышленного применения.

Экологическая обстановка на объектах сбора и подготовки нефти ОАО "Оренбургнефть" улучшается за счет внедрения в широких промышленных масштабах технологических, технических и организационных мероприятий. Перспективные направления работ и конкретные планы внедрения мероприятий, направленных на обеспечение экологической безопасности при подготовке нефти, связаны с разработкой и применением следующих технических и технологических решений:

- оптимизация режимов работы промышленных нефтегазосборных трубопроводов, сброс пластовой воды в дожимных насосных станциях, позволяющий уменьшить объемы перекачки агрессивной пластовой воды в интервале ДНС–УПН–КНС;

- разделение газированных и разрушенных в присутствии деэмульгатора эмульсий на нефть, газ и воду перед УПС с применением концевых делителей фаз, что позволяет осуществить более глубокий сброс пластовых вод непосредственно на месторождениях;

- совершенствование процессов сепарации нефти от газа с использованием принципиально новых инженерных решений, обеспечивающих повышение качества сепарации нефти от газа в промышленных условиях;

разработка технологических регламентов на процессы подготовки нефти, основанных на уменьшении объемов нагреваемой нефти за счет совершенствования общей схемы сбора и подготовки нефти, применения новых инженерных решений по совместной подготовке разносортных нефтей и др.;

монтаж системы улавливания легких фракций углеводородов на резервуарах товарных парков, что обеспечивает полную ликвидацию выбросов легких углеводородов в атмосферу, использование различных технических средств, направленных на уменьшение потерь нефти на объектах системы промышленного сбора нефти, газа и воды;

увеличение производительности сепараторов, отстойных аппаратов за счет применения средств интенсификации процессов разрушения эмульсий и отделения газа и соответственно уменьшение размеров технологических площадок;

очистка резервуаров различного назначения на товарных парках от нефтесодержащих шламов по герметизированной технологической схеме с использованием современных технических средств;

предварительная и глубокая переработка нефтесодержащих шламов по комплексной технологической схеме с использованием специального оборудования;

монтаж и применение установки сероочистки нефтяного газа на объектах подготовки нефти и газа.

Ниже приведем краткое описание некоторых новых решений, имеющих принципиальное значение в обеспечении экологической безопасности процессов добычи нефти.

12.2. ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ УЛАВЛИВАНИЯ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ

Известно, что основными источниками выбросов легких углеводородов в атмосферу (до 1 % (по массе)) являются технологические, товарные и буферные резервуары на товарных парках установок подготовки нефти и газа. С учетом важности охраны окружающей среды в ОАО "Оренбургнефть" начаты работы по строительству и эксплуатации систем улавливания легких фракций углеводородов из сырьевых резервуаров на Покровском УПН. Использование этой системы обеспечивает уменьшение потерь легких фракций углеводородов через дыхательные клапаны, снижение

коррозионной активности газа в РВС, улучшение экологической ситуации на территории резервуарного парка.

До ввода системы улавливания газа на Покровских головных сооружениях находились в эксплуатации четыре буферных резервуара товарной нефти РВС-5000 и четыре технологических резервуара сырой нефти РВС-5000. Отсутствовала система улавливания легких углеводородов. Все резервуары работали со снятыми тарелками дыхательных клапанов. Через дыхательные клапаны газ выделялся в атмосферу и создавал загазованность территории резервуарного парка. При этом возникали значительные потери ценного углеводородного сырья.

Источники и значение потерь углеводородов рассмотрим на примере работы Покровской УПН НГДУ "Бузулукнефть".

Нефтегазодобывающее управление "Бузулукнефть" осуществляет разработку Сорочинской и Покровской нефтеносных площадей.

Система сбора предусматривает поступление продукции скважин на групповые замерные установки типа "Спутник", на которых замеряются их дебиты. От ГЗУ газонасыщенная нефть по трубопроводам однотрубной герметизированной системы поступает на дожимные насосные станции, и далее насосами транспортируется на Покровскую ЭЛОУ.

Нефть сепарируется в две ступени, расположенные на территории парка (рис. 12.1).

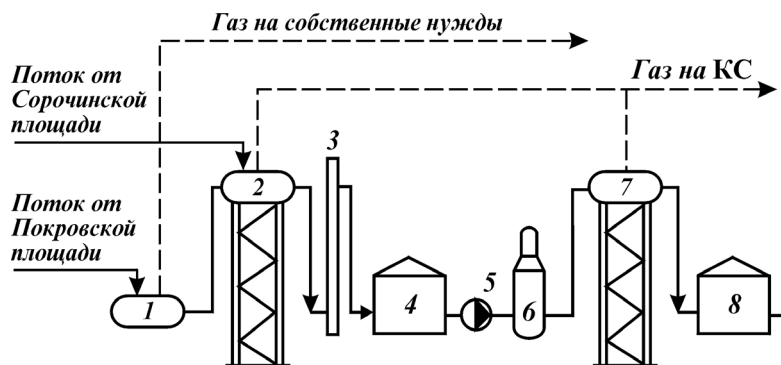


Рис. 12.1. Принципиальная технологическая схема Покровской ЭЛОУ:

1 – первая ступень сепарации; 2 – вторая ступень сепарации; 3 – колонна холодного отдува; 4 – сырьевой резервуар; 5 – насосы; 6 – ЭЛОУ; 7 – конечный сепаратор; 8 – мерный резервуар; 9 – насос внешней откачки

Газонасыщенная нефть и пластовая вода (смесь) с температурой 10–20 °С с Покровской площади поступает в три отстойника первой ступени сепарации объемом 50 м³ каждый. Абсолютное давление сепарации поддерживается на уровне 0,18–0,3 МПа. Нефтяной газ, выделившийся в аппаратах первой ступени сепарации, через клапан-регулятор поступает на собственные нужды – в котельную и печи.

Нефть в смеси с пластовой водой поступает в сепараторы второй ступени сепарации, в качестве которых используются два аппарата объемом 100 м³ каждый. Газ от сепараторов второй ступени с абсолютным давлением 0,10 МПа поступает на прием компрессорной станции, оснащенной компрессорами 5ВКГ50/7. Нефть обводненностью около 80 % поступает в технологические резервуары предварительного сбора попутной воды РВС-5000 № 4 (рис. 12.2).

Газонасыщенная нефть обводненностью 5–10 % с Сорочинского резервуарного парка поступает в сепараторы второй ступени сепарации, в качестве которых также используются два аппарата объемом 100 м³ каждый. Абсолютное давление на второй ступени составляет 0,1 МПа. Газ от сепараторов поступает на КС. Нефть поступает в технологический резервуар РВС-5000 № 6. Нефть с резервуаров РВС-5000 № 4, 6 (см. рис. 12.2) забирается технологической нефтенасосной, оснащенной насосами ЦНС-300/180, и откачивается для подогрева в печи ОФГ. Подогретая нефть из печей на выходе 50–60 °С поступает четырьмя потоками в четыре отстойника. Время пребывания в отстойниках 2 ч. Потом нефть поступает в электродегидраторы и направляется на концевую ступень сепарации, где она разгазируется. Газ поступает в газопровод второй ступени, а нефть в товарные резервуары РВС-5000 № 2, 7, после которых товарной нефтенасосной, оснащенной насосами ЦНС-300/600, откачивается через узел учета в нефтепровод.

Таким образом, поступающая от скважин нефть подвергается обработке в двух резервуарных парках, в процессе которой осуществляется несколько операций по ее приему в резервуары и откачке.

Поступление атмосферного воздуха в резервуары при операциях приема-откачки в сочетании со значительной площадью испарения нефти в резервуарах определяет высокий уровень потерь углеводородов.

Для определения потерь углеводородов проводились специальные исследования, в результате которых было установлено следующее.

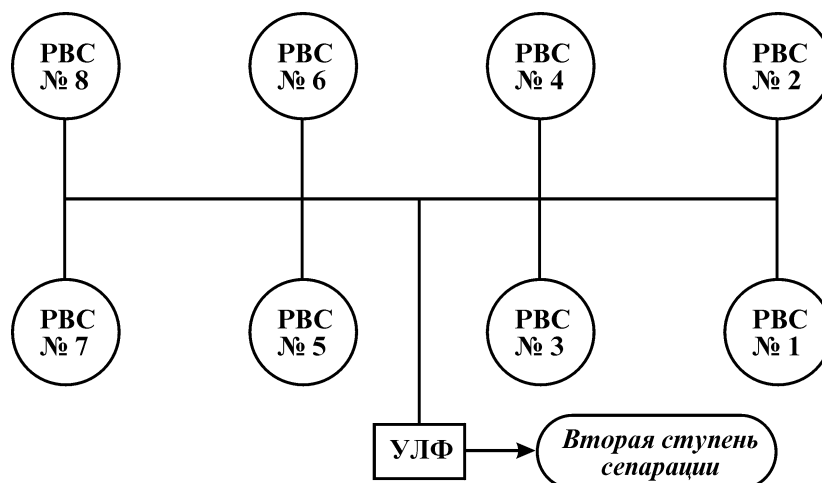


Рис. 12.2. Технологическая схема газоравнительной системы резервуарного парка Покровской УПН

При средней температуре хранения 40 °С средняя объемная концентрация углеводородов в воздушной среде парового пространства резервуаров в период исследования равнялась 56,3 % (табл. 12.2).

Потери нефти из резервуаров определялись методом сравнения углеводородного состава нефти при годовой производительности товарного парка 2,1 млн т.

Количество (в % (по массе)) теряемых углеводородов в сырьевых резервуарах составляет: по Сорочинскому потоку 1,21 %, Покровскому потоку 1,52 %, а в товарных резервуарах 0,70 % (табл. 12.3).

Общие потери углеводородов из данной группы резервуаров составляют 40 060 т/год.

Таблица 12.2
Состав резервуарного газа Покровской УПН

Место отбора проб	Состав резервуарного газа, % мольн.											Содержа- ние возду- ха, % (по объему)	Молеку- лярная масса
	CO ₂	N ₂	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	C ₇ + высш.		
Сорочинский поток, резервуары сырьевые	0,43	6,42	2,79	15,41	48,04	5,04	11,04	4,50	3,04	2,23	0,70	38,56	46,61
Покровский поток, резервуары сырьевые	0,32	7,37	3,61	13,05	49,80	4,28	13,24	3,10	2,93	1,86	0,44	52,62	46,01
Товарные резервуары	0,40	4,79	0,74	8,32	50,20	5,98	16,54	6,21	4,01	2,28	0,53	41,59	50,08

Таблица 12.3
Состав и потери нефти в резервуарном парке Покровской УПН

Место отбора проб	Состав нефти, % (по массе)								Плотность нефти, кг/м³	Потери в резервуарах, % (по массе)
	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	C ₇ + высш.		
Сорочинская нефть, резервуары сырьевые:										
на входе	0,06	0,7	0,44	1,48	1,24	1,65	4,00	90,43	809,2	1,21
на выходе	0,12	0,92	0,43	1,47	1,10	1,43	2,99	91,54		
Покровская нефть, резервуары сырьевые:										
на входе	0,09	0,76	0,31	1,36	1,00	1,41	3,26	91,81	799,8	1,52
на выходе	0,06	0,63	0,24	1,16	0,81	1,22	2,65	93,23		
Товарные резервуары:										
на входе	0,06	0,65	0,34	1,28	1,04	1,34	3,25	92,04	821,3	0,70
на выходе	0,05	0,55	0,31	1,15	0,97	1,27	3,01	92,69		

этом в момент интенсивной откачки нефти, когда давление понижается и возможно поступление воздуха, в газовую зону из резервуара подается углеводородный газ. Таким образом в резервуарах всегда поддерживается некоторое избыточное давление, что препятствует попаданию воздуха в систему.

Система УЛФ имеет следующую технологическую схему (см. рис. 12.2). Выделяющиеся углеводороды поступают в приемный сепаратор (скруббер), где выделяется конденсат, образовавшийся при охлаждении паров при движении по газоуравнительной системе от резервуаров до установки УЛФ. Конденсат по мере наполнения сепаратора откачивается насосом через счетчик в резервуар, а газ – компрессором в систему газосбора.

Наиболее "тонкой" и важной частью установки УЛФ является система управления, которая позволяет ей работать без обслуживающего персонала. При достижении давления в газоуравнительной системе 50 мм вод. ст. компрессор автоматически отключается. При понижении давления до 30 мм вод. ст. включается байпасная линия, которая возвращает часть газа с выкида на прием компрессора. При дальнейшем понижении давления до 20 мм вод. ст. компрессор выключается. При давлении 10 мм вод. ст. начинается подпитка газового пространства углеводородным газом.

Также предусмотрена защита по параметрам:

- низкое давление на входе в скруббер;
- высокое давление на выходе компрессора;
- высокий уровень в скруббере;
- низкий уровень в скруббере;
- высокая температура на выходе компрессора;
- высокая вибрация компрессора и электродвигателя.

При превышении значений приведенных параметров выше допустимых происходит остановка компрессора.

Место привязки установки УЛФ определяется в основном расположением резервуаров и объектов, куда можно подать уловленный газ.

Необходимое количество установок УЛФ определяется взаимным расположением резервуаров. Компактное расположение резервуаров

на Бобровском и Покровском УПН позволило решить проблему сокращения потерь из них минимальным количеством оборудования – оказалось, вполне достаточно по одной установке УЛФ на УПН.

Использование данной схемы обеспечивает исключение потерь легких фракций углеводородов через дыхательные клапаны, снижает коррозионную активность газа в РВС, улучшает экологическую ситуацию на территории резервуарного парка. При этом за короткое время из двух РВС-5000 уловлено 8395 м³ попутного газа, реализованного на сумму 1,45 млн руб., и 8000 м³ жидких углеводородов, реализованных на сумму 4,0 млн руб. На приобретение и монтаж необходимого оборудования затрачено около 350 тыс. руб.

12.3. ПЕРЕРАБОТКА ЛОВУШЕЧНЫХ НЕФТЕЙ (НЕФТЕШЛАМОВ)

Потенциальными источниками формирования ловушечной нефти и плавающего нефтешлама на Покровских головных сооружениях являются:

- дренажи со ступени глубокого обезвоживания и обессоливания нефти ТХУ, включая периодические подрезки промежуточных слоев с технологических аппаратов;
- дренажные стоки с резервуаров предварительного сброса и сырьевых резервуаров;
- промканализация сооружений.

В результате длительного хранения указанных нефтесодержащих продуктов в прудах-отстойниках они подвержены испарению содержащихся в них легких углеводородов, обуславливающему повышение их плотности, вязкости и соответственно агрегативной устойчивости. Кроме того, в процессе длительного хранения и отстаивания происходит концентрирование и формирование более плотных слоев, имеющих тенденцию к осаждению.

Таким образом, нефтесодержащий продукт в прудах-отстойниках в верхней части представлен ловушечной нефтью с небольшим содержанием воды и механических примесей, количество которых увеличивается по мере углубления, с залеганием на дне донного осадка, обогащенного тяжелыми углеводородами, сульфидом железа и т.д.

Для переработки ловушечных нефтей на Покровских головных сооружениях ОАО "Оренбургнефть" сооружена специальная опытно-

промышленная установка, обеспечивающая разрушение и разделение стойких (ловушечных) водонефтяных эмульсий с получением товарного нефтепродукта. Производительность установки по нефтепродукту составляет 5000 т в год.

Метод обработки основан на гидродинамической промывке нефтесодержащего сырья в потоке промывной воды, содержащей соответствующий реагент, с последующей сепарацией полученной системы и разделением выделившихся продуктов при отстаивании. Технологический процесс, реализуемый на данной установке, в зависимости от качества сырья осуществляется по двум вариантам:

вариант 1 (при обработке ловушечной нефти с малым содержанием механических примесей) – по непрерывному технологическому процессу;

Таблица 12.4

Показатели	Вариант 1	Вариант 2
Производительность по сырью, м ³ /ч	5,0–7,0	5,0–7,0
Рекуперация нефти, м ³ /ч	До 4,0	До 2,0
Расход промывной воды:		
общий, м ³ /ч	До 30	До 30
на замещение, м ³ /ч	До 10	До 5
Расход реагента, г/т:		
в сырье	До 150	До 150
в промывную воду	До 100	До 100
Расход ШФЛУ, м ³ /ч:		
в сырье	До 2,0	До 1,0
на узел смешения	До 0,5	До 0,3

вариант 2 (при обработке плавающего нефтешлама с повышенным содержанием механических примесей) – по циклическому технологическому процессу, предусматривающему неоднократную обработку сырья.

В табл. 12.4 приведены основные рабочие характеристики процесса.

Технологический процесс осуществляется в следующей последовательности:

извлечение и транспортирование нефтесодержащего сырья на обработку;

ввод в поток сырья реагента-деэмульгатора;

ввод в поток сырья ШФЛУ;
смешение смеси нефтесодержащего сырья и ШФЛУ с промывной водой на узле смешения;
обработка водонефтяной системы в трубопроводе контактирования при избытке водной фазы;
сепарация водонефтяного потока;
отстой и разделение разрушенной водонефтяной системы;
дополнительный отстой и откачка выделенного нефтепродукта.
Опытно-промышленная установка по обработке ловушечной нефти на Покровских ГС состоит из следующих технологических аппаратов, блоков и узлов (рис. 12.3):
блок насосной подачи нефтесодержащего сырья;
блок подачи реагента в сырье;
узел смешения (диспергирования) нефтесодержащего сырья с промывной водой;

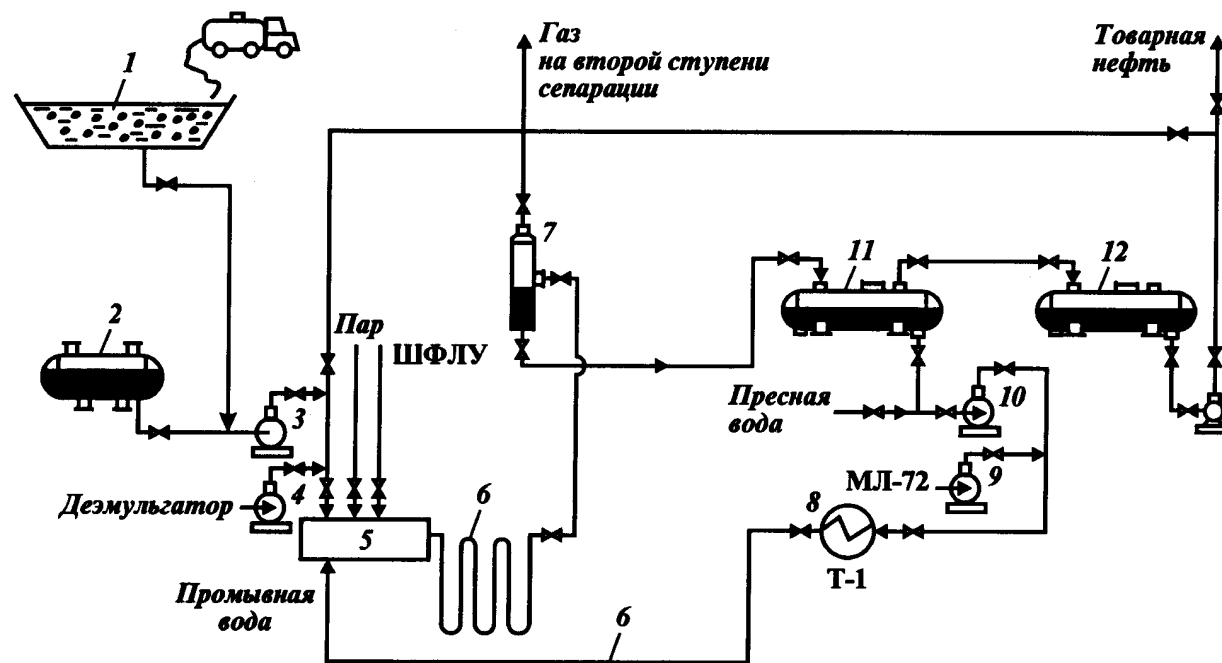


Рис. 12.3. Принципиальная технологическая схема установки ловушечной нефти на Покровских ГС:

1 – пруды-отстойники; 2 – емкость; 3, 10, 13 – насосы; 4, 9 – реагентный блок БР-1; 5 – диспергатор; 6 – трубопровод контактирования; 7 – нефтегазовый сепаратор; 8 – теплообменник; 11, 12 – отстойники

блок насосной подачи промывной воды;
 блок нагрева (теплообменник) промывной воды;
 блок подачи реагента в промывную воду;
 сепаратор горячего потока смеси нефтесодержащего сырья и промывной воды;
 емкость для разделения отсепарированной водонефтяной смеси;
 емкость для сбора и откачки нефтепродукта;
 блок насосный для циркуляции и откачки выделенного нефтепродукта.

Как правило, нефтесодержащее сырье с прудов-отстойников, поступающее на обработку (особенно на поздней стадии их эксплуатации), отличается неоднородностью состава. Поэтому плотность (в кг/м³), по ГОСТ 3900–85, имеет следующие усредненные значения:

Сырье	900–950/925–970*
Нефть	804–870/840–870*

* В числителе – вариант 1, в знаменателе – вариант 2.

Перед вводом сырья на установку производится приготовление промывной воды. Для этого используется пресная вода, выводимая из промышленного водовода под собственным избыточным давлением. Установив заданный максимально возможный расход, вода направляется через теплообменник 8 (см. рис. 12.3) в отстойник 11. При этом в поток воды вводится реагент марки МЛ-80 или МЛ-72. Дозирование реагента осуществляется плунжерным насосом 9 реагентного блока БР-2 в количестве 100 г/т. После заполнения промывной водой отстойника 11 на 2/3 его объема подача пресной воды и реагента прекращается, а вода из отстойника 11 направляется на прием центробежного насоса 10, обеспечивающего ее циркуляцию при расходе 25–30 м³/ч.

Температура промывной воды после теплообменника составляет 65–75 °С.

После выполнения вышеуказанных мероприятий производятся включение поршневого насоса 3 и подача нефтесодержащего сырья на установку. Расход сырья устанавливается в количестве 5 м³/ч. В поток транспортируемого на установку сырья вводится реагент-деэмульгатор марки ДБ-02. Дозирование реагента-деэмульгатора производится плунжерным насосом реагентного блока БР-1 4 в количестве до 150 г/т. Кроме того, в сырьевой поток вводятся широкая фракция легких углеводородов в количестве до 2 м³/ч.

Обработка нефтесодержащего сырья. Полученная смесь нефтесодержащего сырья и ШФЛУ при диспергировании через специальное устройство смешивается на узле смешения с промывной водой в соответствующем соотношении. Процесс смешения указанных продуктов интенсифицируется вводом в узел смешения дополнительного количества ШФЛУ и острого пара.

Узел смешения представляет собой трубчатый блок, имеющий камеру смешения, оборудованную патрубками ввода промывной воды и вывода смеси, специальными устройствами для сырья и ШФЛУ и смонтированную на байпасе трубопровода промывной воды. Данный узел предназначен для формирования однородной маловязкой водонефтяной смеси, способной при дальнейшем транспортировании ее в смеси с потоком промывной воды в трубопроводе контактирования б диспергироваться в водной фазе, обеспечивая тем самым соответствующую ее удельную поверхность, обрабатываемую в гидродинамическом потоке рабочего агента (промывной воды).

Расход ШФЛУ, вводимой на узел смешения, устанавливается в количестве 0,5–1,0 м³/ч.

Сепарация водонефтяного потока. После трубопровода контактирования обработанная смесь поступает в сепаратор 7, в качестве которого используется аппарат емкостный, вертикальный, внутренний объем которого составляет 10 м³. Сепаратор оснащен входным патрубком, обеспечивающим тангенциальный ввод продукта, патрубками вывода жидкости, газа и дренажей.

В процессе разделения газожидкостного потока выделенный газ подается под давлением в сепараторе в трубопровод на вторую ступень сепарации, водонефтяная система – в отстойник 11, дренаж – в канализацию.

В сепараторе 7 производится автоматическое регулирование положения уровня жидкости и рабочего давления.

Дренажи сбрасываются периодически по мере накопления осадка.

Отстой и разделение водонефтяной смеси. Отсепарированная водонефтяная смесь поступает в отстойник 11, в качестве которого используется аппарат емкостный, горизонтальный, внутренним объемом 200 м³.

Отстойник 11 оборудован устройством для ввода жидкостного потока шламосадерживающей перегородкой и патрубками для вывода нефтепродукта, воды и дренажного стока.

В процессе отстаивания и разделения водонефтяной смеси выделяемый нефтепродукт через верхний патрубок аппарата

выводится в буферную емкость 12, вода направляется на прием насоса 10 для последующего ее использования в качестве рабочего агента, дренаж сбрасывается в канализацию. При нормальных условиях аппарат эксплуатируется полным сечением.

В отстойнике 11 производится автоматическое регулирование уровня раздела фаз нефть – вода, которое осуществляется соответствующим сбросом дренажного стока. Уровень раздела фаз нефть – вода в отстойнике устанавливается на половине высоты его сечения, а интенсивность сброса дренажного стока – в зависимости от содержания в нем хлористых солей. Содержание хлористых солей в дренажном стоке не должно превышать 2000 мг/л. Из опыта эксплуатации опытно-промышленной установки объем сбрасываемых дренажей из отстойника 11 составляет 5–10 м³/ч.

Для замещения сбрасываемых дренажей в процесс в качестве рабочего агента вводится пресная вода. Ее подача производится в линию промывной воды, направляемой после дополнительного нагрева в теплообменнике 8 и дозирования реагента вновь для контактирования с обрабатываемым нефтесодержащим сырьем.

Ввод реагента при этом устанавливается 100 г на 1 м³ подаваемой на замещение пресной воды.

Дополнительный отстой и откачка нефтепродукта. Нефтепродукт, выделенный после отстаивания водонефтяного потока в отстойнике 11, выводится в буферную емкость 12.

В качестве буферной емкости 12 используется аппарат емкостный, горизонтальный, внутренним объемом 200 м³, оснащенный шламосадерживающей перегородкой, патрубками для ввода продукта, вывода нефтепродукта, газа и выделенной воды.

Выделенная вода сбрасывается в канализацию периодически по мере накопления, газ – на вторую ступень сепарации. Подготовленная нефть при заполнении емкости 12 на 90 % выводится на вторую ступень сепарации или откачивается центробежным насосом 13 в товарный резервуар.

Обработка исходного сырья с повышенным содержанием механических примесей, находящихся во взвешенном состоянии. При обработке сырья с повышенным содержанием механических примесей процесс подготовки товарного нефтепродукта на опытно-промышленной установке при сохранении вышеуказанных технологических параметров обеспечивается технологическим приемом, предусматривающим циркуляцию обрабатываемого сырья в технологической цепочке.

С помощью данного приема обеспечивается неоднократная обработка исходного сырья согласно следующим циклам:

обработка плавающего нефтешлама по указанной технологии и накопление в буферной емкости 12 выделенного нефтесодержащего продукта;

прекращение подачи на установку исходного сырья с прудов-отстойников;

ввод нефтесодержащего продукта из емкости 12 в голову процесса при сохранении ранее установленных технологических параметров;

накопление в емкости 12 качественного нефтепродукта;

отключение емкости 12 из работы при сохранении циркуляции промывной воды;

сброс из емкости 12 выделенной воды;

откачка насосом 13 подготовленной в емкости 12 нефти в товарный резервуар;

ввод на установку плавающего нефтешлама и подключение емкости 12 в технологический процесс.

При накоплении в буферной емкости 12 нефтесодержащего продукта выделенного после обработки плавающего нефтешлама, и после прекращения подачи на установку сырья с прудов-отстойников, ввод нефтепродукта из емкости 12 в голову процесса на узел смешения производится центробежным насосом 13 при соответствующем перепаде давления. При этом подача ШФЛУ в процесс осуществляется только на узле смешения. Все технологические параметры проводимого процесса соответствуют ранее принятым.

В процессе эксплуатации установки периодически производится аналитический контроль качества проб накапливаемого в емкости 12 нефтепродукта и при соответствии его требуемому качеству аппарат отключается из работы. После сброса выделенной воды накопленный нефтепродукт откачивается в товарный резервуар насосом 13.

На рассмотренной установке за 1998–1999 гг. переработано около 30 тыс. т нефтешлама, получено 23 тыс. т и реализовано около 22 тыс. т рекуперированной нефти.

12.4. ОЧИСТКА ПОПУТНЫХ ГАЗОВ ОТ СЕРОВОДОРОДА И УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

О способах очистки природных газов от H_2S и CO_2

Практически все природные газы, добываемые из газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, содержат углекислый газ. В некоторых из них содержится сероводород. Углекислый газ является балластом, а сероводород – высокотоксичным корродирующим компонентом. Поэтому природные газы перед подачей их потребителю или в газопроводы очищают от этих примесей. Глубина очистки определяется требованиями, предъявляемыми технологией использования газа.

Природные углеводородные газы очищают от сероводорода и углекислого газа сорбционными методами с использованием жидких и твердых поглотителей (сорбентов).

На практике широко применяются абсорбционные методы, как наиболее экономичные и позволяющие полностью автоматизировать замкнутый цикл. Серьезным недостатком абсорбционного метода является значительное загрязнение очищаемого газа парами сорбента. При низких парциальных давлениях извлекаемых компонентов и при необходимости глубокой очистки незаменимым является адсорбционный способ очистки.

Недостатки адсорбционных методов – периодичность процесса очистки, необходимость и высокая стоимость регенерации адсорбентов. Существенным недостатком адсорбентов является снижение поглотительной способности в процессе эксплуатации, особенно при очистке газа, содержащего большое количество примесей.

Наибольшее применение для очистки природных газов нашли абсорбционные методы на основе использования физической и химической абсорбции.

При *физической абсорбции* взаимодействие молекул в растворе в большинстве случаев обуславливается силами Ван-дер-Ваальса. Для физической абсорбции обычно используют воду, органические растворители – не электролиты, не реагирующие с растворяемым газом, и их водные растворы.

Зависимость растворимости от давления при небольших концентрациях газа в растворе (точнее, при $x \rightarrow 0$) и небольших парциальных давлениях описывается законом Генри

$$k_T = p/x, \quad (12.1)$$

где k_T – коэффициент Генри; p – парциальное давление газа; x – мольная доля газа в растворе.

Влияние высокого давления на растворимость газа при малой концентрации его в жидкости описывается уравнением Кричевского – Казарновского

$$\ln \frac{f_2}{x_2} = \ln k_r + \frac{\bar{v}_2}{RT} (p - p_{01}), \quad (12.2)$$

где f_2 – летучесть газа над раствором; $\bar{v}_2$ – парциальный мольный объем газа в бесконечно разбавленном растворе; p_{01} – давление насыщенного пара чистого растворителя. Летучесть компонента газовой смеси может быть рассчитана по уравнению

$$RT \ln f_2 = RT \ln p y_2 + \int_0^p (\bar{v}_2 - v_{ид}) dp, \quad (12.3)$$

где y – мольная доля растворяемого компонента в газовой фазе; $\bar{v}_2$ – мольный объем идеального газа.

Использование закона Генри приводит к значительным погрешностям уже при давлении 2,0–3,0 МПа.

Растворимость хорошо растворимых газов (таких как H_2S , CO_2 и др.) преимущественно уменьшается при увеличении температуры; малорастворимых газов (таких как водород) возрастает с увеличением температуры.

Зависимость растворимости от температуры описывается термодинамическим уравнением

$$\lg \frac{k_1}{k_2} = -\frac{\Delta H}{2,3R} \left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2} \right). \quad (12.4)$$

В процессе абсорбции количество абсорбента, необходимого для полного извлечения какого-либо компонента из смеси газов, зависит от равновесной растворимости в условиях низа абсорбера

$$L = \frac{G_2}{x_{2н} \eta_{на} - x_{2п}}, \quad (12.5)$$

где G_2 – количество извлекаемого компонента; $x_{2н}$ – растворимость извлекаемого компонента в нижней части абсорбера; $x_{2п}$ – количество компонента в регенерированном растворе, подаваемом в абсорбер; $\eta_{на}$ – степень приближения к равновесию в нижней части абсорбера.

При физической абсорбции $x_{2п} \ll x_{2н}$, поэтому

$$L \approx \frac{G_2 k_\phi}{p_{2н} \eta_{на}} = \frac{G y_{2н} k_\phi}{p y_{2н} \eta_{на}} = \frac{G k_\phi}{p \eta_{на}} = \frac{G m}{\eta_{на}}, \quad (12.6)$$

где G – общее количество газа, подаваемого на очистку; $p_{2н}$ – парциальное давление извлекаемого компонента в газе на входе в абсорбер; p – общее давление в абсорбере; $y_{2н}$ – концентрация извлекаемого компонента в газе на входе в абсорбер (точнее, в газе, находящемся в контакте с раствором, выходящим из абсорбера); $m = y_{2н}/x_{2н}$ – константа фазового равновесия для условий низа абсорбера (или в точке вывода насыщенного раствора из абсорбера).

При физической абсорбции величина k_ϕ незначительно зависит от состава раствора и давления, поэтому

$$\frac{L}{G} = \frac{k_\phi}{p \eta_{на}}, \quad (12.7)$$

т.е. количество расходуемого физического абсорбента не зависит от количества извлекаемого газа и определяется значениями коэффициента Генри и давления абсорбции. Поэтому расход энергии на единицу извлекаемого газа тем меньше, чем больше его концентрация в смеси. В этом заключается преимущество физической абсорбции. Принципиальным недостатком этого метода является невозможность глубокой очистки газа вследствие относительно большого давления извлекаемой примеси над генерированным раствором.

Минимальная концентрация примеси y_2 в очищенном газе определяется равновесным давлением отделяемого газа (например, CO_2) над регенерированным раствором, поступающим на абсорбцию, а следовательно, и условиями десорбции. Таким образом, минимальное парциальное давление примеси в очищенном газе

$$p_{гв} = p y_{2в} = k_{гв} x_{гп}, \quad (12.8)$$

где p – давление в абсорбере; $x_{гп}$ – концентрация отделяемого газа в регенерируемом растворе; $k_{гв}$ – коэффициент Генри для условий верха абсорбера.

Поскольку $x_{гп} = p_{гп}/k_{гп}$, где $p_{гп}$ – парциальное давление отделяемого газа над регенерированным раствором на выходе из абсорбера; $k_{гп}$ – коэффициент Генри для условий низа абсорбера, то

$$y_{гв} = \frac{p_{гp}}{p} \frac{k_{гв}}{k_{гp}}. \quad (12.9)$$

Если температуры в верхней части абсорбера и нижней части десорбера одинаковы, то

$$y_{гв} = p_{гp}/p. \quad (12.10)$$

При регенерации насыщенного сорбента путем нагрева уравнение (12.9) с учетом зависимости коэффициента Генри от температуры и уравнения (12.4) примет вид

$$\lg y_{гв} = \lg \frac{p_{гp}}{p} - \frac{\Delta H}{2,3R} \left(\frac{1}{T_v} - \frac{1}{T_p} \right), \quad (12.11)$$

где ΔH – теплота растворения (берется со знаком плюс, если при растворении раствор нагревается; при этом растворимость увеличивается с понижением температуры); T_v – температура газа на выходе из абсорбера; T_p – температура раствора на выходе из десорбера.

Количество пара $G_{отд}$, необходимого для десорбции, определяют аналогично количеству абсорбента, исходя из условий равновесия в верхней части десорбера

$$\frac{G_p}{L} = \frac{p_p}{k_{г} \eta_{вp}}, \quad (12.12)$$

где $G_p = G_{гp} + G_{отд}$ – количество газа, выходящего через верх десорбера, равное количеству газа, десорбируемого в данном десорбере $G_{гp}$ и продувочного пара $G_{отд}$; $\eta_{вp}$ – степень достижения равновесия в верхней части десорбера, обычно равная 70–80 %.

Приведенные соотношения являются основой для технологического проектирования процессов абсорбции и анализа их эффективности.

При *химической абсорбции* (хемосорбции) молекулы газа, растворенного в жидкости, вступают в реакцию с активными компонентами абсорбента. В основном эти реакции экзотермические и обратимые, поэтому при повышении температуры раствора образующееся химическое соединение разлагается с выделением исходных компонентов.

Поглотительная способность раствора в значительной мере зависит от константы равновесия химической реакции. Зависимость растворимости от давления в данном случае более сложная, чем при физической абсорбции. Характерная особенность растворимости газов в хемосорбентах заключается в относительно медленном, как правило, росте растворимости с увеличением давления. Чем выше давление, тем медленнее увеличивается растворимость.

Если при абсорбции газа A раствором хемосорбента B протекает реакция $nA + mB = kC + lD$ (n, m, k, l – стехиометрические коэффициенты), то константа равновесия

$$K_p = \frac{\left(\frac{k}{n} x_x\right)^n \left(\frac{l}{n} x_x\right)^n}{\left(A - x_x\right) \left(B - \frac{m}{n} x_x\right)^m} = \frac{\left(\frac{k}{n}\right)^n \left(\frac{l}{n}\right)^n x_x^{k+l}}{\left(A - x_x\right) \left(B - \frac{m}{n} x_x\right)^m}, \quad (12.13)$$

где x_x – количество молей газа A , прореагировавшее с хемосорбентом B в условиях равновесия.

Величина $A - x_x = x_{\text{ф}}$, где $x_{\text{ф}}$ – количество газа, содержащегося в растворителе за счет физической абсорбции. После того как хемосорбент полностью прореагирует с поглощаемым веществом, растворимость его с увеличением давления будет возрастать только за счет физической абсорбции.

В отличие от физической абсорбции теплота растворения ΔH при хемосорбции велика, соответственно растворимость сильно зависит от температуры. Чем меньше концентрация растворенного газа, тем больше мольная теплота растворения, поэтому при малых концентрациях газа в регенерированных растворителях давление его над раствором резко уменьшается с понижением температуры. При этом достигают более глубокой очистки, чем при физической абсорбции.

Поглотительная способность хемосорбента обычно мало зависит от давления, поэтому хемосорбция более выгодна при небольшой концентрации примесей в газе. В связи с этим регенерацию хемосорбентов нужно проводить главным образом путем повышения температуры, а не снижения давления.

Расход энергии на хемосорбцию, как правило, заметно возрастает с увеличением количества извлекаемого компонента. Следовательно, при высокой концентрации примеси целесообразно применять двухступенчатые схемы, включающие физическую абсорбцию в

первой ступени (грубая очистка) с регенерацией абсорбента путем снижения давления и хемосорбцию во второй ступени.

Характеристика сорбентов. Обычно с удалением сероводорода из природного газа выделяется и двуокись углерода (если она содержится в газе), поскольку CO_2 по своему кислотному характеру сходен с H_2S .

Наиболее распространенными являются абсорбционные методы с использованием в качестве сорбентов водных растворов этаноламина, фенолята натрия, трикалийфосфата, аммиака, солей аминокислот, растворов соды или поташа, водных растворов сульфит-биосульфита аммония. Иногда применяют совместный способ очистки газа от H_2S и CO_2 и осушки от влаги. При этом используют гликолеаминовый раствор, содержащий 10–30 % моноэтаноламина, 45–85 % диэтиленгликоля и 5–25 % воды. Данный способ позволяет снизить концентрацию H_2S до 5 мг/м^3 и точку росы паров воды – до минус 10°C . Широкое применение этого способа ограничено из-за его высокой коррозионности (регенерация происходит при температуре $145\text{--}147^\circ \text{C}$), а также из-за высоких потерь сорбента.

При значительных количествах сероводорода в газе, когда целесообразно одновременно получать элементарную серу, в качестве сорбента используют водные растворы тиомышьяковых солей натрия или аммиака и др.

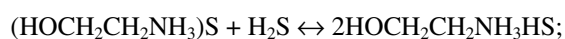
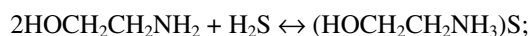
При глубокой очистке незначительных объемов газа от H_2S и CO_2 применяют известковое молоко $\text{Ca}(\text{OH})_2$, абсорбцию раствором каустической соды, марганцево-кислого калия и др. Поглотители в этих методах используют только один раз без регенерации. Эти методы применяют как вторую ступень очистки после обычной регенерационной очистки.

На практике при очистке больших объемов газа с любым содержанием H_2S и CO_2 наиболее распространен метод абсорбции водными растворами моноэтаноламина ($\text{HOCH}_2\text{CH}_2\text{NH}_2$) и диэтанолamina – $(\text{HOCH}_2\text{CH}_2)_2\text{NH}$. Иногда применяют растворы триэтанолamina ($(\text{HOCH}_2\text{CH}_2)_3\text{N}$). Этанолamines имеют щелочные свойства, хорошо поглощают сероводород и углекислый газ, образуя сульфиды и бисульфиды, карбонаты и бикарбонаты.

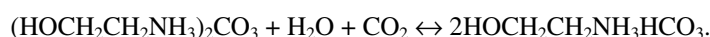
Водные растворы этаноламина широко применяются вследствие способности глубокой очистки природных газов от H_2S и CO_2 и хорошей их регенерации при повышении температуры.

Общие реакции между кислыми газами и моноэтаноламином имеют вид:

для H_2S



для CO_2



Наилучшие показатели очистки газа этаноламинами получают, когда в нем содержится один из этих компонентов – H_2S или CO_2 , так как присутствие в газе CO_2 снижает растворимость H_2S в этаноламинах, а H_2S понижает растворимость CO_2 в нем.

Если газ, который очищают от сероводорода, содержит также углекислый газ, количество поглотительного раствора определяют как сумму количества раствора, потребного для отдельного поглощения H_2S и CO_2 .

*Технологическая схема сероочистки нефтяного газа
при Покровской компрессорной станции*

Установка сероочистки предназначена для очистки от сероводорода и углекислоты попутных нефтяных газов, поступающих с промыслов ОАО "Оренбургнефть".

Процесс очистки газов от H_2S и CO_2 основан на абсорбционном способе одним технологическим потоком. В качестве по-

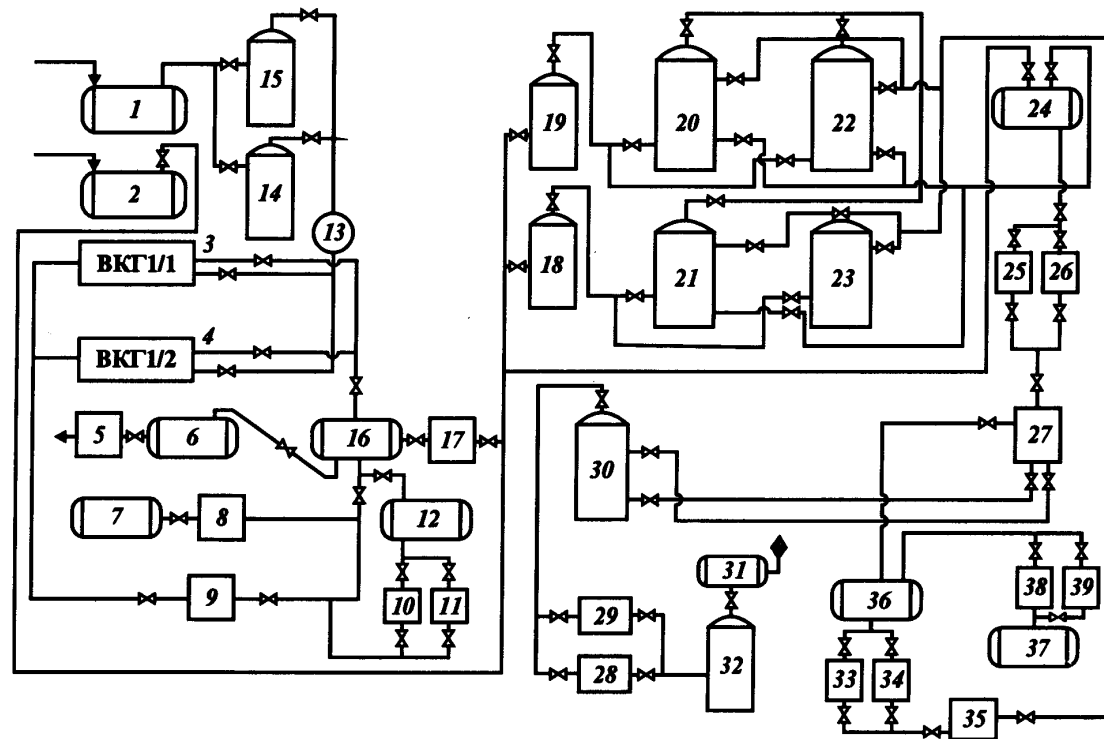


Рис. 12.4. Технологическая схема моноэтаноламиновой очистки газа от H_2S и CO_2

глотителя используется 15%-ный водный раствор моноэтаноламина.

Производительность установки очистки газа составляет 200 млн m^3 /год.

Принципиальная технологическая схема установки приведена на рис. 12.4.

Нефтяной газ второй ступени сепарации с установки подготовки нефти Покровского месторождения с давлением 0,015 МПа поступает в приемные сепараторы 14 и 15, где отделяются тяжелые фракции углеводородов, механические примеси и вода, затем поступает в сетчатый фильтр 13, в котором происходит дополнительное отделение механических примесей. Очищенный газ с температурой 3–15 °С и с давлением 0,015 МПа поступает на прием дожимных компрессоров 7ВКГ50/7 3 и 4. При этом одновременно происходит впрыск масла в полость компрессоров.

В первичный момент пуска компрессорной установки 7ВКГ50/7 3 и 4 масло из промежуточной емкости 16 забирается насосами 10, 11 и направляется в маслоохладитель 9 для охлаждения, затем с температурой 5–65 °С поступает на впрыск в полости винтов компрессоров под давлением для отбора тепла, выделяющегося при сжатии газа, и уплотнения зазоров по винтовым поверхностям и их смазки.

После сжатия газомасляная эмульсия с давлением 0,5–0,6 МПа и температурой 60–80 °С поступает в сепаратор-маслоотделитель 16.

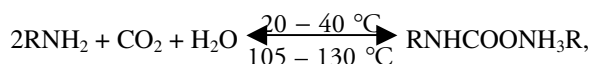
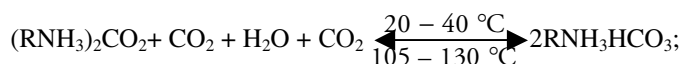
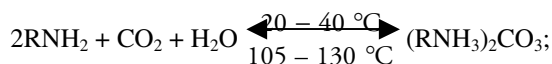
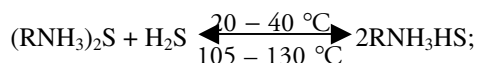
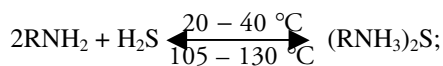
Из емкости 16 масло через регулирующий клапан поступает в промежуточную емкость 12, а нефтяной газ через регулирующий клапан с температурой 60–80 °С поступает в воздушный холодильник 17.

После воздушного холодильника 17 охлажденный газ с температурой 35–40 °С поступает в приемные сепараторы 18 и 19. Перед входом в сепараторы установлена камерная диафрагма для учета количества газа на второй ступени сепарации.

При повышении давления до 0,5–0,6 МПа в сепараторе-маслоотделителе 16 отключаются насосы 10 и 11 и отсепарированное масло из нижней части емкости 16 за счет этого давления поступает непосредственно в блок маслоохладителя, минуя промежуточную емкость 12.

Заправка системы свежим маслом производится из емкости 7 насосом 8. Откачка отработанного масла из емкости 6 производится насосом 5 на маслосклад компрессорного цеха.

Нефтяной газ первой ступени сепарации 2 с установки подготовки нефти Покровского и Сорочинско-Никольского месторождений с давлением 0,17–0,25 МПа и температурой 5–20 °С поступает в приемные сепараторы 18 и 19, где смешивается с нефтяным газом второй ступени сепарации 1. В сепараторах 18 и 19 газ освобождается от влаги, углеводородного конденсата и механических примесей. Перед сепараторами 18 и 19 установлена камерная диафрагма для учета количества поступающего газа первой ступени. Затем смесь нефтяных газов первой и второй ступеней сепарации поступает в нижнюю часть абсорберов 20 и 21. В абсорбере газ поднимается снизу вверх навстречу поглотительному раствору. Проходит 22 тарелки колпачкового типа, которые орошаются 9–15%-ным растворами моноэтаноламина. Во время контакта раствор поглощает из газа сероводород и углекислый газ, образуя сульфиды и бисульфиды, карбонаты и бикарбонаты. Основные реакции процесса следующие:



где R – радикал $\text{CH}_2\text{--CH}_2\text{--OH}$.

При температуре 20–40 °С и повышенном давлении реакции протекают слева направо, а при повышении температуры до 105–130 °С и давлении близком к атмосферному – справа налево. Очищенный газ из абсорберов 20 и 21 через сетчатые отбойники, расположенные в его верхней части, поступает за счет давления в абсорбере через регулирующий клапан на газокompрессорную станцию. Исходный раствор МЭА содержится в 37. Он подается насосами 38, 39.

Насыщенный сероводородом и углекислотой раствор из нижней части абсорберов 20 и 21 через регулирующий клапан за счет давления газа в колонне поступает в емкость насыщенного раствора 24. Из емкости 24 насыщенный раствор МЭА насосами 25, 26 прокачивается через теплообменник 27, где нагревается регенерированным раствором МЭА и поступает на регенерацию в десорбер 30. Осуществляется контроль за температурой входящих и уходящих через теплообменник потоков. В десорбере 30 установлено 16 тарелок колпачкового типа. Температура низа десорбера 30 поддерживается водяным паром, отдающим тепло регенерированному раствору МЭА в рубойлере. Контроль за температурой осуществляется непрерывно. Регенерированный раствор МЭА с температурой до 115 °С из кубовой части десорбера 30 через регулирующий клапан за счет давления в десорбере, равного 0,01–0,05 МПа, поступает в полость горячего пространства теплообменников 27, где отдает свое тепло встречному потоку насыщенного раствора МЭА. После охлаждения в теплообменниках до 30–55 °С регенерированный раствор поступает в емкость 36. Из емкости 36 регенерированный раствор поступает на прием насосов 33, 34. Насосами 33, 34 регенерированный раствор с давлением 0,6–0,8 МПа подается в воздушный холодильник 35, охлаждается потоком воздуха до 40 °С и поступает через регулирующий клапан на тарелку абсорберов 21, 22. Парогазовая смесь из верхней части десорбера 30 с температурой 100–108 °С поступает в холодильники-конденсаторы 28 и 29. После холодильников-конденсаторов 28 и 29 с температурой до 40 °С кислые газы и флегма поступают в сборник орошения 32, где происходит отделение флегмы от кислых газов. Флегма подается через регулирующий клапан на верх десорбера 30. Кислые газы из сборника орошения 32 направляются через емкость 31 на факел (сероводородную свечу дожига).

Для очистки рабочего раствора МЭА от механических примесей продуктов разложения моноэтаноламина, углеводородов и смол часть раствора МЭА (10 %) подается на сетчатый фильтр.

Подпитка системы свежим раствором моноэтаноламина производится после его приготовления в специальных емкостях.

Возможна двухступенчатая очистка газа по проектному варианту с использованием абсорберов 22 и 23. Установка снабжается паром от котельной. Давление пара 0,5 МПа, температура 160 °С. Отработанный пар (паровой конденсат) направляется в котельную.

12.5. ПРИМЕНЕНИЕ СТРУЙНЫХ КОМПРЕССОРОВ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ НИЗКОДАВЛЯЮЩЕГО ГАЗА

Попутный газ, добываемый вместе с нефтью, является важнейшим резервом увеличения ресурсов углеводородного сырья. Тем не менее на месторождениях ОАО "Оренбургнефть" проблема сбора и использования попутного газа решена недостаточно полно. Значительная доля газа (до 18 %) сжигается на факелах. Для решения задач полной утилизации газа ОАО "Оренбургнефть" требуется более 60 различных компрессорных установок. Диапазон значений рабочих параметров очень широк: производительность компрессора может меняться от 100 до 100 000 м³/сут, давление на выходе компрессора от 0,2 до 3,5 МПа.

Как один из вариантов решения проблемы следует рассматривать совместную перекачку нефти и газа на дожимных насосных станциях в системе добычи, сбора и подготовки нефти и газа. Совместная перекачка нефти и газа в системе сбора с помощью многофазных насосов экономически выгоднее раздельной транспортировки нефти по нефтепроводу, а газа по газопроводу при использовании соответственно насосных и компрессорных станций. Это позволит не только утилизировать газ, ранее сжигавшийся на факелах дожимных насосных станций, но и уменьшить расходы на строительство и эксплуатацию таких насосных станций, а также оздоровить экологическую обстановку на объектах нефтедобывающих предприятий.

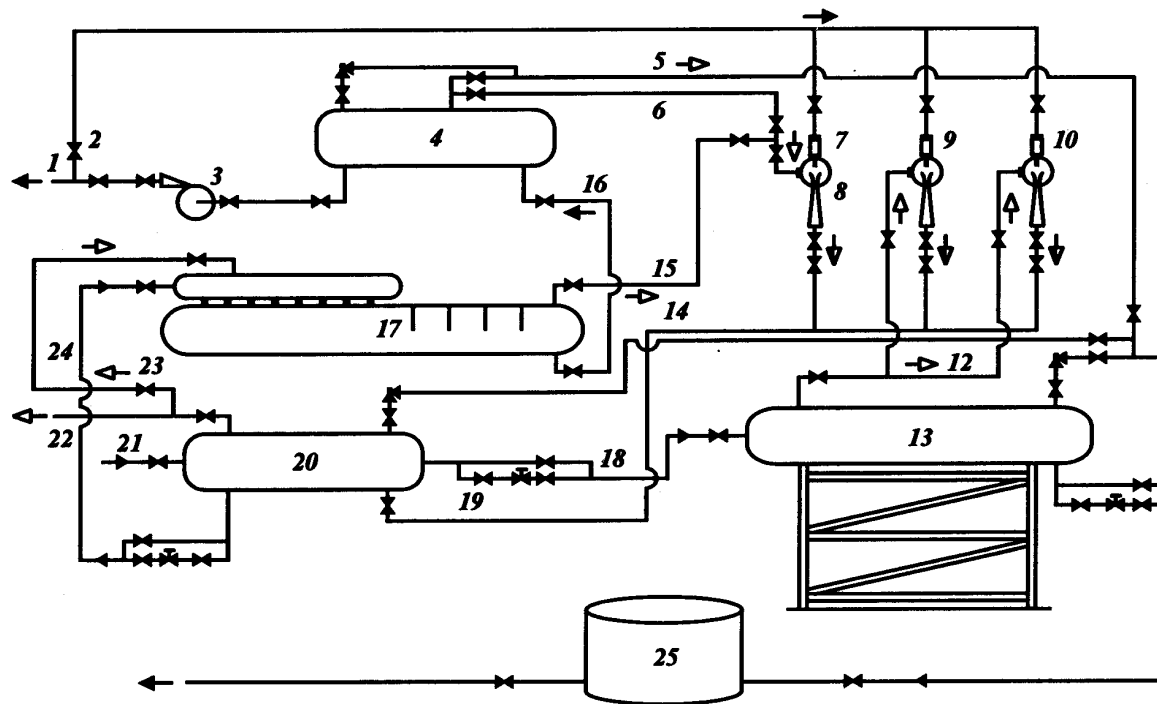


Рис. 12.5. Схема включения струйных компрессоров в систему подготовки нефти, газа и воды на Тананыкском месторождении

Для решения рассматриваемой экономической и экологической проблемы можно использовать целый ряд компрессорных машин, таких как винтовые, поршневые, струйные машины. В ОАО "Оренбургнефть" совместно с РГУНГ им. И.М. Губкина и рядом других организаций разработана концепция применения струйной техники для решения этой важной экологической проблемы, связанной с утилизацией низконапорного газа. Работы ведутся под руководством канд. техн. наук В.Н. Елисеева. За три года развернуто внедрение разработанных и запатентованных струйных компрессорных установок. Успешно завершена стадия промышленных испытаний и организовано серийное производство струйных аппаратов (рис. 12.5). На первом этапе работ были исследованы и усовершенствованы конструкция струйных аппаратов и системы регулирования их работы. Рассматриваются принципы проектирования струйной насосно-компрессорной установки в целом, включая струйный аппарат, силовой насосный агрегат, сепаратор и систему трубопроводов.

Известно, что недостатком струйных компрессорных установок является их относительно низкий коэффициент полезного действия установки в целом. Для расширения области применения струйных компрессорных установок необходимо решить две задачи: обеспечить повышение КПД установки в целом и снизить стоимость оборудования, входящего в состав установки. Для решения данных задач разработана импульсная струйная компрессорная установка, а в заводских условиях успешно проводятся стендовые исследования.

После завершения основных научных исследований и стендовых испытаний были начаты работы по промышленному использованию струйных компрессоров на нефтяных месторождениях ОАО "Оренбургнефть".

Одна из компрессорных установок смонтирована на Тананыкском нефтяном месторождении (см. рис. 12.5). В составе компрессорной установки три струйных компрессора. Один из струйных компрессоров используется для откачки газа и нефти из ловушек аппаратов дополнительной очистки пластовой воды. Два других струйных компрессора предназначены для откачки низконапорного газа из концевой ступени сепарации на установке подготовки нефти.

Горизонтальные аппараты для дополнительной очистки пластовой воды дополняют технологическую схему установки подготовки нефти Тананыкского месторождения. Аппараты 4 и 17 предназначены для улавливания остаточной нефти из пластовой воды, поступающей в

трубопровод 1 системы поддержания пластового давления. Для повышения эффективности работы аппарата 17 в него подают газ по линии 24 из первой ступени сепарации 20 установки подготовки нефти.

Для откачки остаточной нефти из ловушек аппаратов 4 и 17 ранее использовали поршневые и винтовые насосы. При эксплуатации этих насосов попадание газа в рабочие камеры насосов приводило к срыву процесса перекачки. Для возобновления перекачки газ сбрасывали на факел 11 по трубопроводу 5. Со стороны обслуживающего персонала требовался постоянный контроль за работой насосов. Кроме того, через уплотнения насосов в канализацию постоянно текла нефть, что повышало пожароопасность и ухудшало экологическую обстановку. Поршневые и винтовые насосы были заменены на струйный компрессор в марте 1997 г. Таким образом, была решена проблема перекачки газа и газонефтяных смесей на установке очистки воды.

В качестве рабочей жидкости для приведения в действие струйного компрессора используется пластовая вода из системы поддержания пластового давления. Для подключения сопла струйного компрессора 7 к насосной станции 3 был смонтирован трубопровод 2. Из ловушек аппаратов 4 и 17 по трубопроводам 6 и 15 газ с остаточной нефтью подводится к струйному компрессору 7. За счет эжекционного эффекта струей рабочей жидкости газ с нефтью увлекаются в рабочую камеру 8. Далее по трубопроводу 19 газ с нефтью и рабочей жидкостью отводятся в первую ступень сепарации 20.

В сепаратор 20 по линии 21 поступает смесь нефти, газа и пластовой воды из нефтяных скважин. Вода по трубопроводу 22 из сепаратора 20 подается в аппарат 17, а затем по трубопроводу 16 в аппарат 4. Газ из сепаратора 20 отводится по трубопроводу 23 в блок осушки и далее в газопровод. По трубопроводу 18 смесь нефти и газа поступает на вторую ступень сепарации 13, где происходит разделение этих фаз при абсолютном давлении 0,11 МПа. Низконапорный газ из сепаратора 13 при обычной схеме сжигался бы на факеле 11. Но после установки струйных компрессоров 9, 10 газ утилизируется путем его перекачки по трубопроводу 12 через струйный компрессор 10 в трубопровод 14 (струйный компрессор 9 является резервным). Таким образом, низконапорный газ из сепаратора 13 попадает в сепаратор 20 и далее через трубопровод 23 в систему осушки и в газопровод. Нефть из сепаратора 13 отводится в резервуар 25.

Условия работы струйных компрессоров: давление в аппаратах дополнительной очистки воды составляет 0,25–0,4 МПа, давление в первой ступени сепарации установки подготовки нефти 0,6 МПа.

Давление рабочей жидкости изменяется от 6 до 11 МПа. Расчетная производительность компрессора, подключенного к аппаратам очистки воды: при перекачке газа до 100 м³/ч, при перекачке нефти и водонефтяной смеси до 10 м³/ч. Производительность компрессора, подключенного к последней ступени сепарации на установке подготовки нефти, до 12 000 м³/сут.

Детали проточной части струйных компрессоров были заменены после 5000–9000 ч работы. Накопленная в процессе эксплуатации научная и техническая информация позволяет обосновать возможные пути совершенствования конструкций струйных компрессоров, для работы в системах промышленного сбора и подготовки нефти и газа.

Как было показано в работе [176] и в первом разделе настоящей книги, нефтяные месторождения, открытые в юго-западном районе Оренбургской области, являются уникальными по содержанию легких углеводородов.

Так, на Зайкинском, Росташинском, Гаршинском месторождениях значение газового фактора достигает 1200 м³/т. Продуктивные пласты залегают на больших глубинах (4200–4600 м). При пластовом давлении до 54 МПа все добывающие скважины эксплуатируются фонтанным способом. За счет высокого пластового давления и значительной энергии растворенного в нефти газа, судя по расчетам, такие скважины могли бы фонтанировать и при значении обводненности добываемой жидкости 70 %. Однако снижение пластового давления и нестабильность водонефтяных эмульсий приводят к накоплению воды на забоях скважин. По этой причине происходит самопроизвольное глушение скважин.

Вместе с тем из-за постепенного снижения пластового давления ряд скважин прекращает фонтанировать, так как в системе нефтегазосбора поддерживается высокое давление, на уровне 4–5 МПа. Эксплуатация таких скважин фонтанным способом может быть продолжена, если техническими методами удастся обеспечить снижение давления в выкидных линиях скважин и нефте- сборных коллекторах.

Технически весьма сложна задача добычи нефти с высоким газовым фактором при падении пластового давления. Пока не найдено единственного и универсального технического решения. Поэтому остаются актуальными и поиск технологий, и разработка оборудования, которые помогли бы перейти к практическому решению проблемы механизированной добычи нефти с высоким газовым фактором.

Как показали промысловые исследования (В.Н. Елисеев, М.Н. Персиянцев, Ю.А. Сазонов, 1999 г.), выполненные в ОАО

"Оренбургнефть", в значительной степени эту задачу можно решить с применением струйных компрессорных установок.

Испытания проводились на скв. 1003 Зайкинского месторождения. С применением струйных компрессоров удалось снизить давление на устье скважины от 5,5 до 1,7 МПа. В период испытаний скважина возобновила фонтанирование, дебит составил 36–45 т в сутки при газовом факторе 457 м³/т.

Обычная струйная компрессорная установка содержит в своем составе струйный аппарат, силовой насос и сепаратор. Струйные аппараты, предназначенные для использования в системах нефтегазосбора, исследованы достаточно подробно, и за последние 20 лет значительно улучшены их технические характеристики. Вместе с тем на практике не всегда удается реализовать все потенциальные возможности струйного аппарата и КПД компрессорной установки в целом остается на низком уровне. Так, большинство серийно выпускаемых насосов не рассчитано на эксплуатацию при большом избыточном давлении на входе, на уровне 2–4 МПа. При замкнутой циркуляции рабочей жидкости крайне необходим именно такой режим работы силового насоса. Кроме того, необходимость использования сепараторов гравитационного типа увеличивает металлоемкость и стоимость всей компрессорной установки. По этим причинам до настоящего времени сдерживается широкое применение такого оборудования в нефтепромысловой практике. С учетом уникальных технических возможностей и перспективы применения струйной техники научные исследования продолжаются.

Намечена программа работ, направленная на усовершенствование жидкоструйной компрессорной установки в целом. Сформулированы первоочередные технические задачи, требующие своего решения.

Конструкция силового насоса должна быть усовершенствована с целью увеличения рабочего давления на входе насоса. При этом частичное попадание газа на него не должно приводить к срыву перекачки рабочей жидкости.

Необходимо усовершенствовать технологию сепарации газожидкостной смеси, выходящей из жидкоструйного компрессора, чтобы уменьшить значения объемных расходов жидкости в контурах циркуляции.

Следует усовершенствовать способ сжатия газа в жидкоструйном компрессоре. Как показали исследования, выполненные специалистами ОАО "Оренбургнефть", такие возможности существуют.

Отдельно необходимо рассматривать вопросы улучшения технологичности изготовления жидкоструйной компрессорной установки с целью уменьшения ее массы, габаритов, себестоимости, расходов на монтаж и эксплуатацию.

Комплексное решение перечисленных задач позволит существенно улучшить рабочие параметры компрессорной установки и технико-экономические показатели ее применения в системах нефтегазосбора на промыслах.

12.6. БЕЗДЫМНОЕ СЖИГАНИЕ ГАЗА

На нефтяных месторождениях ОАО "Оренбургнефть" из-за отсутствия достаточного количества компрессоров в системе сбора скважинной продукции продолжается сжигание газа на факелах. Неполное сгорание газа на факелах приводит к существенному загрязнению воздуха продуктами горения и ухудшает экологическую обстановку на площадях месторождений.

Для уменьшения загрязнения окружающей среды в результате использования такого несовершенного способа утилизации газа в ОАО "Оренбургнефть" предложен способ бездымного сжигания газа и разработано оборудование для практической реализации способа.

Факельная установка предназначена для сжигания сбрасываемых газов, состав и расход которых нередко колеблется в широких пределах, и должна обеспечивать требуемую полноту сгорания газов, т.е. в продуктах сгорания должны отсутствовать токсичные компоненты (кислоты, альдегиды), а также сажа.

Особенно много сажи выделяется при сжигании "сбросных" газов, содержащих тяжелые и непредельные углеводороды. Чтобы предотвратить образование сажи, необходимо подвести к пламени достаточное количество кислорода. Чаще всего к пламени подводят смесь водяного пара и атмосферного воздуха.

Для обеспечения бездымного сжигания горючих газов необходимый воздух подмешивают к горючему газу у сопла горелки, используя для этого энергию движущейся струи. Для поддержания стабильного горения применяют автоматическую распределительную систему, которая включает в работу определенное число сопел (горелок) в зависимости от расхода сбрасываемого газа. Если скорость сбрасываемого газа будет небольшой, то количество засасываемого воздуха будет недостаточным, что приводит к неполному сгоранию газа.

Турбулентность газового потока можно увеличить, подавая в поток сбрасываемых газов, например, дополнительный газ или водяной пар под повышенным давлением. В этом случае достигается более быстрое смешение газа с подсасываемым воздухом. В табл. 12.5 приведена теоретическая потребность в водяном паре для некоторых углеводородов, содержащихся в попутном газе.

Для устранения дымообразования с помощью внешнего источника энергии используют воздуходувку, подающую необходимое количество воздуха в поток сжигаемого газа. В этом случае воздуходувка должна обеспечивать хорошее перемешивание воздуха с газом при любой скорости подачи последнего в факел. Предусмотрена также автоматическая система перепуска для предотвращения охлаждения пламени избыточным воздухом и образования дыма при снижении расхода газа.

Бездымное сгорание наиболее успешно получается при подаче пара или распыленной воды. Водяной пар вдувают через трубку, введенную концентрически в факельную горелку и заканчивающуюся примерно в 1,5 м под устьем горелки. При этом струя направляется под углом 30 и 45° к вертикали. Следует отметить, что при подаче пара через кольцевой коллектор обеспечивается сравнительно низкая температура корпуса горелки (не выше 300 °С), что увеличивает срок его службы.

В пламени, возникающем при истечении газа в атмосферу, процессы смешения и горения протекают одновременно. Поэтому скорость горения в этих условиях в большей степени определяется скоростью смешения, чем скоростью химической реакции.

При горении выделяются зоны горения, газификации, образования сажи, а также зона, в которой реакции отсутствуют. Зона газификации состоит частично из образовавшихся при сгорании CO_2 и H_2O и частично из предварительно образовавшейся смеси горючего, воздуха

Таблица 12.5

Потребность в водяном паре для бездымного сжигания

Газ	Формула	Молекулярная масса	Соотношение масс водорода/углеводорода	Отношение вода/углекислый газ	Теплота сгорания, кДж/кг	Степень возможного сажеобразования, доли ед.	Потребность в паре, кг/кг
Метан	CH_4	16	0,333	0,82	50047	0	0
Этан	C_2H_6	30	0,250	0,615	47518	0,05	0,32
Пропан	C_3H_8	44	0,222	0,545	46388	0,12	0,78
Бутан	C_4H_{10}	58	0,208	0,513	45772	0,15	0,99
Пентан	C_5H_{12}	72	0,200	0,490	45383	0,18	1,15
Гексан	C_6H_{14}	86	0,194	0,473	45136	0,20	1,34

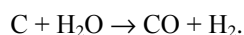
и водяного пара. В зоне, следующей за зоной газификации, образуется сажа, что обусловлено внешним воздействием реакционной зоны (зоны горения).

Частицы, образующиеся при неполном сгорании, состоят из углерода, кислорода и водорода. Анализ показал, что они содержат (в % (по массе)) около 96,2 углерода, 0,8 водорода и остальное кислород.

Для ликвидации зоны образования сажи следует увеличить концентрацию окислителя до такого значения, при котором весь углерод переходит в связанное состояние. Важным фактором также является температура в зонах газификации и образования сажи, поскольку с ростом температуры возрастает степень термического разложения углеводородов и увеличивается количество частиц дыма.

Если в дымящийся факел подавать распыленную воду или водяной пар, то количество частиц дыма уменьшается. При добавлении воды или пара температура в зоне горения снижается, что обусловлено разбавлением и перемешиванием газовой смеси, увеличением подсоса воздуха и лучшим его распределением в потоке сжигаемого газа, а также протеканием эндотермической реакции между углеродом и водяным паром. При снижении температуры в зоне горения увеличивается продолжительность протекания реакций окисления и снижается степень термического разложения углеводородов (табл. 12.6).

При подаче пара в дымовых газах сажа не содержится, что обусловлено более равномерным перемешиванием горючих газов с воздухом, а также образованием окиси углерода и водорода из сажи и водяного пара:



При сгорании окиси углерода и водорода образуется почти бесцветное пламя (бледно-голубое).

Таблица 12.6

Зависимость степени термического разложения углеводородов от температуры

Углеводород	Температура, °С	Степень разложения, %
Н-бутан	423	15–10
	647	57
Н-пентан	423	24–10
	600	30

Горелки могут быть разделены на снижающие дымообразование в результате охлаждения этой зоны. Независимо от способа снижения дымообразования горелки должны обеспечивать работу факельных устройств в широком диапазоне скоростей подачи газа на сжигание. Для расширения диапазона регулирования факельная горелка должна способствовать стабильности пламени и хорошему смешению газа с воздухом. Стабильность пламени достигается установкой запасных горелок вокруг факельной горелки (рис. 12.6) и стабилизирующего кольца над срезом факельной трубы. Для эффективного смешения

газа с воздухом требуется большая площадь контакта между ними. Это достигается использованием факельной горелки в виде сопла для повышения турбулентности или разделением газового потока на множество струй с помощью большого числа горелок или одной горелки с большим числом выходных отверстий.

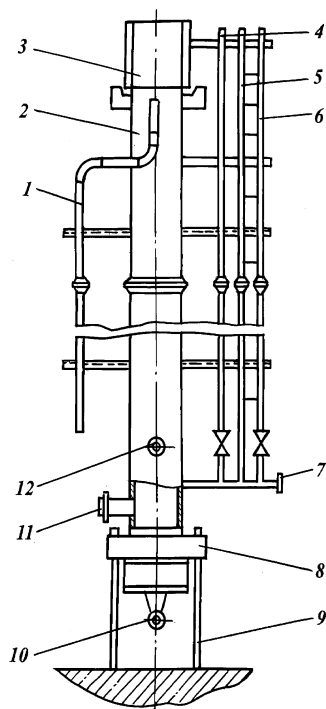


Рис. 12.6. Устройство факельной трубы для бездымного сжигания факельных газов:

1 – паропровод; 2 – факельная труба; 3 – факельная горелка; 4 – дежурная горелка; 5 – электрозапал; 6 – устройство "бегущее" пламя; 7 – штуцер для подачи топливного газа; 8 – опора; 9 – стойка; 10 – штуцер для выхода конденсата; 11 – штуцер для ввода газа; 12 – штуцер для подачи пара

Чтобы бездымное горение достигалось при минимальном уровне шума, т.е. при наименьшем расходе воздуха, размер

турбулентной зоны должен быть минимальным. Процесс горения должен происходить выше факельной горелки, так как в этом случае продолжительность ее работы возрастает.

Необходимость защиты окружающей среды от вредных выбросов требует использования факельных устройств с широким диапазоном

регулирования параметров процесса горения. С этой целью устанавливают большое число факельных горелок на одной трубе.

Капитальные и эксплуатационные затраты на конкретную факельную установку зависят от вида энергоснабжения (воздух, вода, пар или газ), типа производства, размеров самой факельной установки и частоты ее включения. Относительная стоимость оборудования (зажигающих устройств, дежурных горелок, вспомогательного оборудования, воздуходувок для принудительной подачи воздуха), используемого для бездымного сжигания газов, практически не зависит от диаметра факельных труб, за исключением системы с принудительной подачей воздуха.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ



Нефтегазодобывающие предприятия осуществляют свою производственную деятельность постоянно из года в год в меняющихся, к сожалению, не в лучшую сторону условиях.

На начальном этапе разработки месторождения происходит освоение и ввод в эксплуатацию значительных мощностей по добыче, сбору и подготовке нефти и газа, а также систем поддержания пластового давления. Значительные работы выполняются по бурению и вводу в эксплуатацию новых скважин. Выходные показатели при этом во времени существенно меняются. В этих условиях инженерно-техническим работникам приходится этап за этапом решать множество сложных и нередко непредвиденных задач.

В последующие годы после ввода в эксплуатацию месторождения также происходят существенные изменения технико-экономических показателей деятельности предприятия. Возникают новые проблемы, связанные с поддержанием уровня добычи нефти, ограничением объемов попутно добываемой воды и обеспечением полноты выработки запасов нефти при приемлемых экономических показателях. Кроме того, повседневного внимания требуют задачи обеспечения экологической безопасности процессов добычи нефти.

Другой характерной особенностью условий деятельности предприятий является рассредоточенность значительного количества скважин и других производственных объектов, каждый из которых выполняет определенную функцию с конечными технико-экономическими показателями. Обеспечение эффективной их работы требует повышенного внимания и оперативного контроля.

Особое место занимают добывающие и нагнетательные скважины, на которых установлено определенное оборудование, потребляющее энергию и изнашивающееся во времени. Работа скважин и установленного оборудования должна происходить в оптимальных режимах, соответствующих минимальным затратам энергии, максимальной продолжительности МРП и т.д. Производительность глубинных насосов должна соответствовать дебитам скважин. Кроме того, при эксплуатации скважин происходят различные осложнения, ухудшающие показатели их работы.

В новых условиях производственно-хозяйственной деятельности нефтедобывающих предприятий необходимо активизировать контроль и оптимизацию работы многочисленных скважин и других объектов. Это требует коренного улучшения аналитической работы по поддержанию оптимальных условий эксплуатации скважин и другого оборудования.

Безусловно, наиболее полное решение задач контроля, анализа и регулирования работы скважин и других объектов возможно на основе полной компьютеризации технологически процессов с использованием первичных датчиков информации, обработкой и анализом полученных данных, а также активным своевременным регулированием режимов работы скважин и скважинного оборудования без вмешательства человека.

Для решения указанных задач в последние годы на промыслах вводятся различные системы контроля за работой объектов нефтедобычи. Однако решение проблемы в полном объеме требует от инженеров-нефтяников и промышленности новых усилий по созданию, производству новых систем контроля, анализа и регулирования.

Изложенные в книге материалы окажут реальную помощь в решении задач по поддержанию оптимальных условий эксплуатации нефтепромыслового оборудования и обеспечению высоких технико-экономических показателей добычи нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ



1. Адонин А.Н. Процессы глубинно-насосной нефтедобычи. – М.: Недра, 1964. – 264 с.
2. Адонин А.Н. Оптимальный межремонтный период эксплуатации нефтяных скважин // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 7. – С. 53–55.
3. Адонин А.Н. Выбор способа добычи нефти. – М.: Недра, 1971. – 184 с.
4. Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами. – М.: Недра, 1979. – 218 с.
5. Аливердизаде К.С. Приводы штангового глубинного насоса. – М.: Недра, 1973. – 130 с.
6. Амирханов Р.Х., Амирханов Р.Р. Перевод скважин на режим медленного хода насоса // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 9. – С. 66–68.
7. Анализ результатов опытно-промышленного применения магнитных депарафинизаторов на нефтяных месторождениях Оренбургской области / М.Н. Персиянцев, Ю.А. Сазонов, В.С. Однолетков, И.Р. Василенко, В.И. Лесин // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1998. – № 2. – С. 35–37.
8. Андреев В.В. Энергетический анализ добычи нефти штанговыми установками / Сб. науч. тр. ин-та БашНИПИнефть. – 1994. – Вып. 88. – С. 42–46.
9. Андреев В.В., Гильмияров З.С., Уразаков К.Р., Зубаиров С.Г. Анализ и обобщение метода расчета механического уравнивания станков-качалок. – Уфа: ВНИИОЭНГ, 1995. – 16 с.
10. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти. – Уфа: Башк. кн. изд-во, 1987. – 168 с.
11. Аренс В.Ж., Гридин О.М., Яншин А.Л. Нефтяные загрязнения: как решить проблему // Экология и промышленность России. – 1999. – Сентябрь. – С. 33–36.
12. А.с. 794195, Россия. Скважинный дозатор / К.В. Донсков, Б.А. Коснырев, Л.Т. Дытюк. – Опубл. 07.01.1981, Бюл. № 1 // Открытия. Изобретения. – 1981. – № 1.
13. А.с. 834334, СССР. Состав для предотвращения отложений солей в скважине // Н.М. Дятлова, Р.П. Ластовский, Г.Ф. Ярошенко, Л.Т. Дытюк, Р.Х. Самакаев. – Опубл. 1981, Бюл. № 20 / Открытия. Изобретения. – 1981. – № 20.
14. А.с. 1028887, Россия. Глубинный штанговый насос / Ф.Х. Халиуллин, Р.А. МаксUTOв, А.К. Бикташев. – Опубл. 15.07.1983, Бюл. № 26 / Открытия. Изобретения. – 1983. – № 26.
15. А.с. 1125406, СССР. Способ подъема высоковязкой пластовой жидкости из скважины штанговым насосом / А.Ш. Сыртланов, О.М. Юсупов, М.Д. Валеев и др. – Опубл. 23.11.1984, Бюл. № 43 / Открытия. Изобретения. – 1984. – № 43.

16. А.с. 1368487, СССР. Скважинный штанговый насос // Л.Т. Дытюк, В.Д. Сытник, С.В. Пантюхин – Опул. 1986, Бюл. № 3 / Откpытия. Изобретения. – 1986. – № 3.
17. А.с. 1260632, Россия. Способ транспортирования высоковязких нефтей / Е.Ф. Смурагин, Л.Т. Дытюк, Р.Х. Самакаев и др. – Опул. 30.09.1986, Бюл. № 36 / Откpытия. Изобретения. – 1986. – № 36.
18. А.с. 1268807, Россия. Скважинная штанговая насосная установка / Л.Т. Дытюк, В.Д. Сытник, А.И. Малолетнев, С.В. Пантюхин. – Опул. 07.11.1986, Бюл. № 4 / Откpытия. Изобретения. – 1986. – № 4.
19. А.с. 1323742, Россия. Плунжер штангового скважинного насоса / Ф.Х. Халиуллин, Р.А. МаксUTOB, Р.А. Храмов. – Опул. 15.07.1987, Бюл. № 26 / Откpытия. Изобретения. – 1987. – № 26.
20. А.с. 1536049, Россия. Самоочищающийся фильтр штангового насоса / В.Д. Сытник, Л.Т. Дытюк, А.И. Малолетнев, С.В. Пантюхин. – Опул. 15.01.1990, Бюл. № 2 / Откpытия. Изобретения. – 1990. – № 2.
21. А.с. 1656160, Россия. Скважинный штанговый насос / Ф.Х. Халиуллин, Р.А. МаксUTOB. – Опул. 15.06.1991, Бюл. № 21 / Откpытия. Изобретения. – 1991. – № 21.
22. А.с. 1675577, Россия. Скважинная штанговая насосная установка / В.Д. Сытник, Л.Т. Дытюк, В.Ф. Клейменов, М.Н. Персиянцев. – Опул. 1991, Бюл. № 33 / Откpытия. Изобретения. – 1991. – № 33.
23. Ахметшина И.З., Каган Я.М., Бабалян Г.А. Влияние поверхностного натяжения и температуры на отложение солей в нефтепромысловом оборудовании // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 3. – С. 43–45.
24. Ашмян К.Д., Губкина Г.Ф., Мраченко Е.А. Методика выявления месторождений нефти, насыщенных парафином, с использованием корреляционных зависимостей // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 1, 2. – С. 51–52.
25. Багин Л.А., Горбатов В.С. Проблемы и перспективы внедрения погружных винтовых электронасосов при добыче высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 8. – С. 36–38.
26. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
27. Блажевич В.А., Уметбаев В.Г. Справочник мастера по капитальному ремонту скважин. – М.: Недра, 1985. – 208 с.
28. Бланжер С.Г., Суд И.И. Электрооборудование нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1980.
29. Булатов А.И., Макаренко П.П., Шеметов В.Ю. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. – М.: Недра, 1997. – 483 с.
30. Бурцев И.Б., Муслимов Р.Х., Муфазалов Р.Ш. Гидромеханика процесса добычи нефти погружными центробежными и штанговыми насосами. – М.: Изд-во МГУ, 1995. – 240 с.
31. Валеев М.Д. Причины обрыва штанг в скважинах с вязкой продукцией // НТИ. Машины и нефтяное оборудование. – 1982. – № 9. – С. 28.
32. Валеев М.Д. Опыт применения пневмокомпенсаторов для насосной добычи // Эксплуатация и ремонт скважин. Подготовка нефти и воды. Сб. науч. тр. ин-та / БашНИПИНЕФТЬ. – 1985. – Вып. 72. – С. 10–15.
33. Валеев М.Д., Хасанов М.М. Глубинно-насосная добыча вязкой нефти. – Уфа: Башк. кн. изд-во, 1992. – 150 с.

34. *Валеев М.Д., Хазиев Н.Н., Фасхутдинов В.Х., Зайнашев В.А., Ахмадишин Р.З.* Особенности измерения продукции малодебитных скважин // Технология строительства скважин в осложненных условиях. Сб. тр. ин-та / БашНИПИ-нефть. – 1995. – Вып. 84. – С. 4–7.
35. *Вирновский А.Р.* Периодическая эксплуатация скважин // Сб. тр. Теория и практика глубиннонасосной добычи нефти. – М.: Недра, 1971. – С. 15–26.
36. *Волобуев Г.П.* Концептуальные основы охраны природы в нефтегазодобывающем районе // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 8. – С. 48–51.
37. *Галеев Р.Г., Дияшев Р.Н., Потапов С.С.* Исследование минерального состава и причин отложений солей в нефтепромысловом оборудовании // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 5. – С. 41–45.
38. *Галонский П.П.* Борьба с парафином при добыче нефти. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 150 с.
39. *Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области / А.С. Пантелеев, Н.Ф. Козлов, П.И. Постоев и др.; Под ред. А.С. Пантелеева и Н.Ф. Козлова.* – Оренбург: Оренбургское кн. изд-во, 1997. – 272 с.
40. *Глубинные штанговые насосы (Руководство по эксплуатации).* – Ижевск: АО ИЖНЕФТЕМАШ, 1995. – 59 с.
41. *Говберг А.С.* О применении погружных диафрагменных электронасосов для эксплуатации малодебитных нефтяных скважин // Обзор информ. Сер. Машины и нефтяное оборудование. – 1987.
42. *Говберг А.С., Лепеха А.И.* Погружной диафрагменный электронасос типа ЭДН5 для добычи нефти из низкодебитных скважин // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 4. – С. 58–60.
43. *Голонский П.П.* Борьба с парафином при добыче нефти. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 88 с.
44. *Голубев В.К.* Борьба с сероводородной коррозией на Оренбургском месторождении. – М.: Недра, 1975.
45. *Голышкин В.Г., Юсупов И.Г. и др.* Применение пластмассовых трубопроводов на нефтяных промыслах // Тематические и науч.-техн. обзоры. Сер. Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. – 1977.
46. *Гоник А.А.* Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. – М.: Недра, 1976.
47. *Городилов В.А., Коренько А.В., Типикин С.И. и др.* Повышение качества строительства и производительности скважин в Ноябрьском регионе // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 10. – С. 44–48.
48. *Горутко Н.М.* Анализ режимов работы электрооборудования скважин с УШГН // Отчет ЦНИЛа ОАО "Оренбургнефть". – 1993.
49. *Грейсх М.В., Лазарев С.С.* Расчеты по электроснабжению промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1977. – 312 с.
50. *Губанов Б.Ф., Филиппов П.Г.* Исследование влияния электромагнитных полей на интенсивность отложений парафина в нефтесборных коммуникациях // Нефтепромысловое дело: Науч.-техн. информ. сб. ин-та / ВНИИОНГ. – 1978. – № 1. – С. 23–25.
51. *Гутман Э.М., Низамов К.Р. и др.* Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии. – М.: Недра, 1983. – 235 с.
52. *Данилова Н.И., Кацавцев В.Е.* Методы борьбы с отложениями гипса при

добыче нефти // Обз. информ. ВНИИОНГ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1975. – 37 с.

53. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. – М.: Недра, 1975. – 168 с.

54. Девликамов В.В., Кабиров М.М., Фазлутдинов А.Р. Борьба с гидратами при эксплуатации газлифтных скважин: Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во Уфим. нефт. ин-та. – 1984. – 83 с.

55. Дж. Скалли. Основы учения о коррозии и защите металлов. – М.: Мир, 1978. – 224 с.

56. Добыча тяжелых и высоковязких нефтей / И.М. Аметов, Ю.Н. Байдинов, Л.М. Рузин, Ю.А. Спиридонов. – М.: Недра, 1985. – 205 с.

57. Дытук Л.Т., Самакаев Р.Х. Распределение температуры по стволу фонтанных скважин и падение температуры по длине шлейфа Зайкинской группы месторождений // Сб. тр. Геология и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области. – Оренбург: Оренбургское кн. изд-во. – 1999. – Вып. 2. – С. 178–181.

58. Дытук Л.Т., Самакаев Р.Х. Ингибиторы отложения гипса при добыче и подготовке нефти // Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1980. – 43 с.

59. Дытук Л.Т., Самакаев Р.Х. Способ предотвращения отложения минеральных солей с применением ингибитора солеотложений ДПФ-1. РД-39-23-981–83. – Соль-Илецк: изд. "Оренбургнефть", 1984. – 10 с.

60. Емков А.А. Методы борьбы с отложениями неорганических солей в оборудовании подготовки нефти // Обзор. информ. Сер. Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. – 1988. – Вып. 4. – 51 с.

61. Ефремов П.Е., Куликов Б.Н., Барыкин В.И. и др. Коллекторские свойства, нефтегазоносность и условия разработки девонских продуктивных пластов Зайкинской группы месторождений Оренбургской области // Сб. науч. тр. ин-та / Гипровостокнефть. – 1989. – С. 146–157.

62. Жулаев В.П., Султанов Б.З. Винтовые насосные установки для добычи нефти: Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 1997. – 42 с.

63. Зайцев Ю.В. Перспективы развития газлифтного способа подъема жидкости из скважин // Нефтяное хозяйство. – 1969. – № 12. – С. 1–7.

64. Зайцев Ю.В., Аржанов Ф.Г. Повышение эффективности механизированной эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях // РНТС ВНИИОНГ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1973. – № 2. – С. 18–21.

65. Зверев В.П. Гидрохимические исследования системы гипс – подземные воды. – М.: Наука, 1967. – 118 с.

66. Зейгман Ю.В. Физические основы глушения и освоения скважин: Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1996. – 78 с.

67. Зыкин Н.В., Южанинов П.В. Причины отложения гипса в лифтовых трубах эксплуатационных скважин и борьба с гипсообразованием на Ярино-Каменноложском месторождении // Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1972. – № 11. – С. 35–37.

68. Ингибиторы коррозии. Методы оценки эффективности защитного действия ингибиторов коррозии в нефтепромысловых сточных водах. ОСТ 39-099–79.

69. *Исследование новых ингибиторов отложения солей* / П.Д. Алексеев, Р.А. Храмов, Л.Т. Дытюк и др. // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 8. – С. 42–44.
70. *Использование винтовых насосов с поверхностным приводом в ОАО "Черногорнефть"* / А.В. Локтев и др. // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 9. – С. 54–55.
71. *Использование физических полей для предупреждения отложений парафина при добыче нефти* / Б.В. Карпов, В.П. Воробьев, В.Т. Казаков, М.Н. Персианцев и др. // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 7. – С. 44–47.
72. *Испытание винтовых насосов с поверхностным приводом* / А.Р. Брот, Б.З. Султанов, Р.М. Идиятуллин и др. // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 7. – С. 36–37.
73. *Ишмурзин А.А. Повышение эффективности эксплуатации малодебитных скважин штанговыми насосными установками.* – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – 104 с.
74. *Кабилов М.М., Рахметдинов У.З. Основы скважинной добычи нефти.* – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1994. – 96 с.
75. *Кабилов М.М., Рахметдинов У.З. Интенсификация добычи нефти и ремонт скважин.* – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1994. – 127 с.
76. *Кабилов М.М., Рахметдинов У.З. Способы добычи нефти* – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1994. – 131 с.
77. *Казак А.С., Росин И.И., Чичеров Л.Г. Погружные бесштанговые насосы для добычи нефти.* – М.: Недра, 1973. – 232 с.
78. *Казак А.С. Технология и техника эксплуатации скважин с тяжелой высоковязкой нефтью.* – М.: ВНИИОНГ, 1979. – 44 с.
79. *Казак А.С. Установки глубинных винтовых насосов нового типа для добычи нефти* // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 2. – С. 62–63.
80. *Казыгашев А.П., Малиновский И.Н. Эффективность применения газовых подвесных компрессоров* // Сб. тр. ОренбургНИПИнефть. Геология и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области. – 1999. – Вып. 2.
81. *Каплан Л.С., Кабилов М.М. Новые технологические и технические решения при эксплуатации скважин штанговыми насосами: Учеб. пособие.* – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1997. – 166 с.
82. *Каплан Л.С., Минигалимов Р.З. Эксплуатация осложненных скважин штанговыми насосами: Учеб. пособие.* – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1997. – 195 с.
83. *Каплан Л.С. Исследование технологии подачи химреагента в затрубное пространство* // Сб. Нефть и газ: проблемы добычи, транспорта, хранения и переработки. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – С. 88–98.
84. *Каплан Л.С. Залповый метод подачи химреагентов* // Сб. Нефть и газ: проблемы добычи, транспорта, хранения и переработки – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – С. 66–76.
85. *Каплан Л.С., Семенов А.В., Разгоняев Н.Ф. Развитие техники и технологий на Туймазинском нефтяном месторождении.* – Уфа: РИЦ АПК "Башнефть", 1998. – 416 с.
86. *Кацавцев В.Е., Дытюк Л.Т., Злобин А.С., Клейменов В.Ф. Борьба с отложением гипса в процессе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений* // УТНТО ВНИИОНГ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1976. – 63 с.

87. *Кацавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Люшин С.Ф.* Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М.: Недра, 1985. – 215 с.
88. *Киреева НА., Жданова Н.В., Горина Т.С.* Способ восстановления плодородия загрязненных нефтью почв // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 4. – С. 51–52.
89. *Козлов Н.Ф., Персиянцев М.Н.* Особенности разработки залежи пласта Д-V Зайкинского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 1. – С. 23–25.
90. *Козлов Н.Ф.* Разработка глубокозалегающих залежей легких нефтей Прикаспийской провинции. – Оренбург: Оренбургское книжное изд-во, 1998. – 184 с.
91. *Козориз М.Д., Лесковец О.В., Пушкарев Н.С.* Пути решения экологических проблем Ноябрьского нефтегазового района // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 12. – С. 82–85.
92. *Ли Г.С., Аржанов Ф.Г., Башин В.А.* Оценка технико-экономической эффективности применения газлифта на Правдинском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 1975. – № 10. – С. 21–23.
93. *Ли Г.С.* Экономическая эффективность газлифтного способа добычи нефти // РНТС ВНИИОНГ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1976. – № 4. – С. 33–35.
94. *Ли Г.С., Кундрюцкий О.Е.* О коэффициенте полезного действия газлифтного подъемника // РНТС ВНИИОНГ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1977. – № 3. – С. 25–27.
95. *Люшин С.Ф., Репин Н.Н.* О влиянии скорости потока на интенсивность отложения парафина в трубах // Сб. Борьба с отложениями парафина. – М.: Недра, 1965. – 340 с.
96. *Лялина Л.Б., Исаев М.Г.* Формирование состава попутно добываемых вод и их влияние на гипсоотложение при эксплуатации нефтяных месторождений // Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1983. – 48 с.
97. *Магнитные камеры для предотвращения осложнений в добыче нефти.* – Нижневартовск: НПП «Сибнефтехим», 1991. – 10 с.
98. *Истомин В.А.* Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промысловой обработки газа и нефти. – М.: ВНИИГаз, 1990. – 210 с.
99. *Максимов В.П.* Эксплуатация нефтяных месторождений в осложненных условиях. – М.: Недра, 1976. – 240 с.
100. *Марычев Ф.Н., Ким В.К., Глазков А.А.* Предупреждение и борьба с отложениями солей в нефтепромысловом оборудовании на Самотлорском месторождении // Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1982. – 39 с.
101. *Методы борьбы с отложениями солей* / Н.С. Маринин, Г.М. Ярышев, С.А. Михайлов и др. // Обзор. информ. ВНИИОНГ. – 1980. – 55 с.
102. *Методика по эксплуатации малодебитных скважин в режиме периодической откачки.* РД 39-1-454–80. – Баку: АзНИПИнефть, 1981. – 28 с.
103. *Мещеряков С.В., Широков В.А.* Экологические проблемы при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений // Защита от коррозии и охрана окружающей среды. – 1996. – № 11, 12. – С. 17, 18.
104. *Мирзаджанзаде А.Х., Ковалев А.Г., Зайцев Ю.В.* Разработка пластов с аномальными нефтями. – М.: Недра, 1972. – 200 с.

105. *Миронов В.Я.* Применение труб с защитными покрытиями в целях борьбы с отложением парафина и коррозией на промыслах Башкирии // Сб. Опыт борьбы с отложением парафина. – М.: ВНИИОНГ, 1967. – 3–10 с.
106. *Мищенко И.Т.* Некоторые вопросы совершенствования механизированных способов добычи нефти. – М.: ВНИИОНГ, 1978. – 44 с.
107. *Мищенко И.Т.* Расчеты в добыче нефти. – М.: Недра, 1989. – 240 с.
108. *Молчанов Г.В., Чичеров Л.Г.* Нефтепромысловые машины и механизмы. – М.: Недра, 1976. – 328 с.
109. *Муравьев И.М., Мищенко И.Т.* Эксплуатация погружных центробежных электронасосов в вязких жидкостях и газожидкостных смесях. – М.: Недра, 1969. – 249 с.
110. *Муравьев И.М., Крылов А.П.* Эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: Гостоптехиздат, 1949. – 775 с.
111. *Муравьев И.М., Мищенко И.Т.* Насосная эксплуатация скважин за рубежом. – М.: Недра, 1967. – 239 с.
112. *Муравьев И.М., Репин Н.Н.* Исследование движения многокомпонентных смесей в скважинах. – М.: Недра, 1972. – 208 с.
113. *Новый метод эксплуатации кустовых скважин* / К.Р. Уразакоев, В.В. Андреев, В.П. Жулаев и др. // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 4. – С. 47–50.
114. *Нуриев Н.Б., Искендеров Я.С., Кроль В.С.* Опыт применения погружных электродиафрагменных насосов на морском месторождении Нефтяные камни // Экспресс-информ. Сер. Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. – 1990. – Вып. 10.
115. *Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины* / Р.Т. Булгаков, А.Ш. Газизов, Р.Г. Габдуллин и др. – М.: Недра, 1976. – 174 с.
116. *Опыт борьбы с отложениями парафина* / С.Ф. Люшин, В.А. Рассказов // РНТС. ВНИИОНГ. – 1967. – 67 с.
117. *Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения* / С.Ф. Люшин, А.А. Глазков, Г.В. Галеева и др. // Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1983. – 100 с.
118. *Оценка эффективности использования аппаратов УДО при подготовке мангышлакской нефти* / Н.В. Смольников и др. // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 3. – С. 45–48.
119. *Панов В.А., Емков А.А., Позднышев Г.Н.* Оценка склонности пластовых вод к отложению гипса в нефтепромысловом оборудовании // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 2. – С. 39–40.
120. *Панов Г.Е., Петряшин Л.Ф., Лысяный Г.Н.* Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1986. – 244 с.
121. *Пат. 2082901 России.* Способ сжатия и перекачки газов / Ю.А. Сазонов, Р.Х. Ишмаков, М.Н. Персиянцев, В.И. Витальев. – Оpubл. 08.12.97 // Открытия. Изобретения. – 1997. – № 18.
122. *Пат. 2125184 России.* Скважинная насосная установка / Ф.Х. Халиуллин, М.Н. Персиянцев. – Бюл. изобр. № 2 (II часть), 20.01.99.
123. *Пат. 2076951 России.* Групповой привод штанговых насосов / К.Р. Уразакоев, В.П. Жулаев, М.Н. Персиянцев, В.В. Андреев, И.И. Иконников. – Оpubл. 10.04.97 // Открытия. Изобретения. – 1997. – № 10.

124. *Персиянцев М.Н.* Освоение и внедрение новых технических средств и технологий в ОАО "Оренбургнефть" // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 8. – С. 11–12.
125. *Персиянцев М.Н., Загороднев С.М.* Основные направления комплексной автоматизации производства // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 8. – С. 23.
126. *Персиянцев М.Н.* Использование физических полей для предупреждения отложения парафина при добыче нефти // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 7. – С. 46–47.
127. *Персиянцев М.Н.* Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промышленных условиях. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. – 283 с.
128. *Персиянцев М.Н., Кабиров М.М., Ленченкова Л.Е.* Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов. – Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1999. – 224 с.
129. *Персиянцев М.Н., Салимгареев Т.Ф.* Проблемы эксплуатации малодебитного фонда скважин // Сб. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – С. 114–120.
130. *Подбор эффективных ингибиторов коррозии для защиты трубопроводов и разработка системы их дозирования в ОАО "Оренбургнефть" / Н.М. Гонтмахер, О.А. Иващенко и др. // Защита металлов. – 1997. – Т. 33. – Вып. 6. – С. 673–677.*
131. *Подземная гидравлика: Учеб. для вузов / К.С. Басниев, А.М. Власов, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М.: Недра, 1986. – 303 с.*
132. *Попов А.М., Шишкин И.А.* Определение коэффициентов продуктивности глубиннонасосных скважин по данным динамометрирования на Ново-Хазинской площади Арланского месторождения // РНТС ВНИИОНГ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1970. – № 9. – С. 10–12.
133. *Предотвращение выпадения гипса в процессе разработки нефтяных месторождений Куйбышевской области / К.Б. Аширов, Н.И. Данилов, В.Е. Кашаевцев и др. // Нефтяное хозяйство. – 1973. – № 6. – С. 39–43.*
134. *Предотвращение отложений сульфата бария путем магнитной обработки жидкости / А.Г. Хуршудов, М.А. Залялиев, А.В. Плечев и др. // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 35–38.*
135. *Привод штанговых глубинных насосов // Техническое описание и инструкция по эксплуатации ПШГН. ОО.ООО.ТО-1. – Екатеринбург, Гос. об-ние УРАЛТРАНСМАШ, 1994. – 97 с.*
136. *Применение комплексонов в нефтедобывающей промышленности / Н.М. Дятлова, Л.Т. Дытук, Р.Х. Самакаев и др. // Обзор. информ. Сер. Реактивы и особо чистые вещества. – 1983. – 47 с.*
137. *Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Западной Сибири / Ф.Г. Аржанов, Г.Г. Вахитов, В.С. Евченко и др. – М.: Недра, 1979. – 335 с.*
138. *Рагулин В.А.* Влияние попутно добываемой воды на эффективность работы реагентов-ингибиторов парафиноотложения // ТНТО Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1996. – № 1. – С. 44–45.
139. *Рассказов В.А., Гоник А.А., Люшин С.Ф.* Предотвращение отложения парафина при добыче нефти с помощью лакокрасочных покрытий. – Уфа: Башкирское книжное издательство, 1962. – 84 с.
140. *Саммакаев Р.Х.* Комплексообразующая способность 2-оксипропилен-1,3-

диамино-N,N,N',N'-тетраметилефосфоновой кислоты с магнием и щелочноземельными элементами и ингибирование отложений сульфата кальция: Дис. канд. хим. наук. – М., 1985. – 190 с.

141. Саттаров М.М., Вдовыкин Г.П., Трунилина Т.Д., Кесельман Г.С. Экономика и управление нефтяной промышленности. – 1984. – Вып. 7. – С. 1–5.

142. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учеб. пособие для вузов / И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон, Г.И. Богомольный. – М.: Недра, 1984. – 272 с.

143. Скважинные штанговые насосы для добычи нефти. Каталог. – М.: ОКБ Нефтемаш, ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ. – 1988. – 48 с.

144. Солеотложения при разработке нефтяных месторождений, прогнозирование и борьба с ними / Ш.К. Гиматудинов, Л.Х. Ибрагимов, Ю.П. Гаттенбергер и др. – Грозный: Изд-во Чечено-Ингушск. гос. ун-та. – 1985. – 88 с.

145. Солодовников А.Ю., Хатту А.Ф. Основные положения мониторинга нефтепромысловых объектов // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 75–79.

146. Справочная книга по добыче нефти / Под ред. проф. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1974. – 704 с.

147. Справочник по защите подземных металлических сооружений от коррозии / В.Г. Волков, Н.И. Тесов, В.В. Шуванов. – Ленинград: Недра, 1975. – 224 с.

148. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др.; Под ред. проф. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 455 с.

149. Справочное пособие по газлифтному способу эксплуатации скважин / Ю.В. Зайцев, Р.А. Максutow, О.В. Чубанов и др. – М.: Недра, 1984. – 360 с.

150. Справочник по нефтепромысловому оборудованию / Под ред. Е.И. Бухаленко. – М.: Недра, 1990. – 510 с.

151. Сравнительные испытания ингибиторов коррозии, применительно к условиям нефтяных месторождений ОАО "Оренбургнефть" / О.А. Иващенко, Н.М. Гонтманжер и др. // Защита металлов. – 1997. – Т. 33. – Вып. 6. – С. 668–672.

152. Сухарев Г.М. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1971. – 304 с.

153. Сыртланов А.Ш. Методы борьбы с отложениями гипса в нефтяных скважинах и пути их совершенствования: Дис. канд. техн. наук. – Уфа, 1983.

154. Теория и практика газлифта / Ю.В. Зайцев, Р.А. Максutow, О.В. Чубанов и др. – М.: Недра, 1987. – 256 с.

155. Технология механизированной добычи нефти / Н.Н. Репин, В.В. Девликамов, О.М. Юсупов и др. – М.: Недра, 1976. – 175 с.

156. Технологические регламенты и схемы расстановки агрегатов, оборудования, приспособлений и устройства площадок при ремонте и освоении скважин. – Оренбург: ОАО "Оренбургнефть", 1999.

157. Технология и техника добычи нефти: Учеб. для вузов / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.М. Хасаев, В.И. Гусев. – М.: Недра, 1986. – 382 с.

158. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1970. – 192 с.

159. Тронов В.П., Гуськова И.А. Механизм формирования асфальтосмола-парафиновых отложений на поздней стадии разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 4. – С. 24–25.

160. Уметбаев В.Г., Мерзлякова В.Ф. Капитальный ремонт как средство экологического оздоровления фонда скважин. – Уфа: изд. БашНИПИнефть. 1995. – 252 с.
161. Уразаков К.Р. Эксплуатация наклонно направленных насосных скважин. – М.: Недра, 1993. – 169 с.
162. Уразаков К.Р., Андреев В.В., Бахтизин Р.Н., Латыпов А.Г. Теоретическое обоснование возможности эксплуатации двух скважин одним станком-качалкой / Сб. науч. тр. БашНИПИнефть. – Вып. 90. – 1995. – С. 44–53.
163. Уразаков К.Р., Андреев В.В., Жулаев В.П., Зарипов Д.А. Привод для эксплуатации двух скважин одним станком-качалкой // Сб. тр. УГНТУ. – 1996.
164. Уразаков К.Р., Минликаев В.З., Баймухаметов Т.К. и др. Область применения и подбор компрессоров для откачки газа из затрубного пространства насосных скважин. Деп. в ВИНТИ, № 485–899, 15.02.99. – 10 с.
165. Уразаков К.Р., Андреев В.В., Жулаев В.П. Нефтепромысловое оборудование для кустовых скважин. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. – 268 с.
166. Хабибуллин З.А., Фасхутдинов Р.А., Хусаинов З.М. Оптимизация режима работы малодебитных скважин на залежах аномальных нефтей: Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во Уфим. нефт. ин-та, 1989. – 70 с.
167. Хабибуллин З.А., Р.А., Хусаинов З.М., Ланчаков Г.А. Борьба с парафиноотложениями в газонефтедобыче: Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во Уфим. нефт. ин-та, 1992. – 105 с.
168. Халимов Э.М., Климушин И.М., Фердман Л.И. Геология месторождений высоковязких нефтей. – М.: Недра, 1987. – 174 с.
169. Халиуллин Ф.Х. Экспериментальные исследования в области модернизации скважинного штангового насоса // Сб. тр. ОренбургНИПИнефть. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области. – 1998. – Вып. 1. – С. 184–190.
170. Халиуллин Ф.Х., Храмов Р.А. Выбор глубинного насоса ДНУ с многоядерными уплотнениями на плунжере // Сб. тр. ОренбургНИПИнефть. Геология и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области. – 1999. – Вып. 2.
171. Хамский Е.В. Кристаллизация в химической промышленности. – М.: Химия, 1979. – 343 с.
172. Храмов Р.А. Длинноходовые насосные установки для добычи нефти. – М.: Недра, 1996. – 208 с.
173. Храмов Р.А., Персиянцев М.Н., Дытюк Л.Т., Самакаев Р.Х., Дрикер Б.Н. Исследование сорбционных свойств фосфорсодержащих комплексонов // Сб. тр. ОренбургНИПИнефть. Геология и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области. – 1999. – Вып. 2. – С. 263–266.
174. Храмов Р.А., Козлов Н.Ф., Персиянцев М.Н., Дытюк Л.Т. Опыт эксплуатации малодебитных скважин в непрерывном и периодическом режимах в ОАО "Оренбургнефть" // Сб. тр. ОренбургНИПИнефть. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области. – 1999. – Вып. 2. – С. 298–307.
175. Храмов Р.А., Халиуллин Ф.Х. Результаты исследования скважины, оборудованной ДНУ // Сб. тр. ОренбургНИПИнефть. Геология и разработка нефтя-

ных и газовых месторождений Оренбургской области. – 1998. – Вып. 1. – С. 181–184.

176. Храмов Р.А., Персиянцев М.Н. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений ОАО "Оренбургнефть". – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. – 527 с.

177. Храмов Р.А. Нефтяной компании "ОНАКО" – 5 лет // Сб. тр. Оренбург-НИПИнефть. Геология и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области. – 1999. – Вып. 2. – С. 8–11.

178. Чернов Б.С., Базлов М.Н., Жуков А.И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 260 с.

179. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.

180. Щелкачев В.Н. Разработка водо-нефтяных пластов при упругом режиме. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 326 с.

181. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1983. – 510 с.

182. Эртэ Е.П., Гречнев Н.П. Повышение коэффициента полезного действия газлифтных скважин // Тр. СибНИИНП. – 1976. – Вып. 5. – С. 8–11.

183. Hawkins M.F. A note on the skin-effect. – J.Petr. Techn., 1956. Vol. 8., N 12. – p. 65–68.