

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Л.А. Паршукова, Д.С. Леонтьев

РЕМОНТ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСТАНОВКИ «НЕПРЕРЫВНАЯ ТРУБА»

*Допущено Учебно-методическим объединением вузов
Российской Федерации по нефтегазовому образованию в качестве
учебного пособия для студентов образовательных организаций высшего
образования, обучающихся по направлению подготовки бакалавриата
«Нефтегазовое дело»*

Тюмень
ТюмГНГУ
2015

УДК 66-932.2

ББК 30.8

П 18

Рецензенты:

доктор технических наук, профессор С.А. Скрылев
доктор технических наук, профессор Я.М. Курбанов

Паршукова Л.А., Леонтьев Д.С.

- П 18 Ремонт скважин с использованием установки «Непрерывная труба» : учебное пособие / Л. А. Паршукова, Д.С. Леонтьев – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 143 с.

ISBN 978-5-9961-1025-4

В учебном пособии полно и комплексно рассмотрены состояние техники и технологии применения непрерывных труб (НТ) в нефтегазовой отрасли. Систематизированы сведения по колтюбингу, приводимые в различных разрозненных источниках.

Известные технологии, позволяющие производить КРС, имеют пределы эффективности, и они достигнуты для большинства разрабатываемых месторождений. В Мировой практике нефтегазодобычи все более широко внедряются колтюбинговые технологии.

Опыт применения колтюбинговых установок показывает их высокую эффективность, которая достигается за счет повышения производительности труда в 3-4 раза и сокращения стоимости ремонта в 2-3 раза по сравнению с использованием подъемных агрегатов.

Колтюбинг позволяет обеспечить условия рациональной разработки месторождения, оптимальные режимы вскрытия, освоения, эксплуатации и ремонта скважин. Это относится и к бурению в режиме депрессии, и к выполнению КРС без глущения скважин. При этом технические проблемы с наземным и скважинным оборудованием колтюбинговой техники и технологии применения НТ постоянно совершенствуются и разрабатываются.

Учебное пособие предназначено для студентов высших учебных заведений специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», по направлению 130500 «Нефтегазовое дело», для подготовки бакалавров техники и технологии 131500 «Нефтегазовое дело», магистров техники и технологии 553600 «Нефтегазовое дело». Рекомендуется для повышения квалификации ИТР, работающих в нефтегазодобывающих компаниях и предприятиях отраслей ТЭК.

УДК 66-932.2

ББК 30.8

ISBN 978-5-9961-1025-4

© Федеральное государственное
бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Тюменский государственный
нефтегазовый университет», 2015

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ



Паршукова Людмила Александровна. Кандидат технических наук, доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин». Закончила Тюменский индустриальный институт в 1972 году. Трудовой путь начала инженером лаборатории буровых промывочных жидкостей в ЗапСиБНИГНИ, работала старшим инженером, научным сотрудником, старшим научным сотрудником. С 1998 года была доцентом кафедры «Ремонт и восстановление скважин», с 2011 г. – доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Автор более 100 научных трудов, 15 учебных пособий, 10 рабочих программ, соавтор одного справочника (в 2-х томах), соавтор 3-х патентов РФ.



Леонтьев Дмитрий Сергеевич. Аспирант, ассистент кафедры «Бурения нефтяных и газовых скважин» Тюменского государственного нефтегазового университета. В 2011 году с отличием закончил Тюменский государственный нефтегазовый университет по направлению подготовки бакалавра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» со специализацией «Капитальный ремонт скважин». В 2013 году с отличием закончил магистратуру по направлению «Текущий и капитальный ремонт скважин».

Автор более 40 научных статей, 15 методических указаний, соавтор 8 патентов на изобретения.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ	6
Глава 1 ИСТОРИЯ СОЗДАНИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	7
Глава 2 ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ПРИМЕНЕНИЯ ГНКТ (НТ) ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	9
Глава 3 КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК	12
Глава 4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОПЕРАЦИИ, ПРОВОДИМЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛТЮБИНГА	19
4.1 КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ	19
4.2 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА	31
4.3 ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ	50
4.4 ЛОВИЛЬНЫЕ РАБОТЫ	53
4.5 КАРОТАЖНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	58
4.6 ОБСЛЕДОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИНЫ	64
4.7 КОЛТЮБИНГОВОЕ БУРЕНИЕ (КТБ)	74
4.8 РАЗБУРИВАНИЕ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ И ПЛОТНЫХ ПРОБОК ИЗ ПЕСКА, ПАРАФИНА, КРИСТАЛЛОГИДРАТОВ	86
4.9 УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНОГО МОСТА	93
4.10 ИЗОЛЯЦИЯ ПЕРФОРАЦИОННЫХ ОТВЕРСТИЙ	95
4.11 УСТАНОВКА ГРАВИЙНЫХ ФИЛЬТРОВ	96
4.12 ОЧИСТКА ЗАБОЯ СКВАЖИН ОТ ПЕСКА С ПОМОЩЬЮ ГНКТ (НТ)	99
4.13 УДАЛЕНИЕ ГИДРАТНЫХ ПРОБОК И РАСТЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	106
4.14 УДАЛЕНИЕ ЖИДКОСТИ ИЗ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	109
4.15 ИЗОЛЯЦИЯ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ В СКВАЖИНАХ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СТВОЛАМИ	111
4.16 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НТ В КАЧЕСТВЕ ЛИФТОВЫХ КОЛОНН	113
4.17 КОНТРОЛЬ СКВАЖИНЫ. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ГНВП. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА	115
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	118
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	119
ПРИЛОЖЕНИЯ	121
Приложение 1	122
Приложение 2	123
Приложение 3	124
Приложение 4	125
Приложение 5	126
Приложение 6	127
Приложение 7	128
Приложение 8	129
Приложение 9	130
ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ НТ	134
Приложение 10	134
Приложение 11	138
Приложение 12	140

ВВЕДЕНИЕ

Развитие нефтегазовой отрасли является одним из приоритетных направлений Российской экономики. Она обеспечивает свыше 35 % доходов страны.

Нефтегазовый комплекс России – один из крупнейших в Мире,ключающий в себя 11–13 % мировых запасов нефти и 22 % газа.

Сегодня 66 % нефти и 91 % газа России добывается из недр Западной Сибири, месторождения которой разрабатываются с начала 60–х годов.

К сожалению, в настоящее время большинство месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки с падающей добычей углеводородов и увеличением их обводненности.

Более 90 % добычи ведется вторичными методами, то есть с использованием различных технологий повышения продуктоотдачи пластов.

По энергосырьевому сценарию к 2020 году страна должна добывать на 32–34 % больше топливно–энергетических ресурсов, чем в 2007 году, который оценен как наиболее результативный вариант.

В связи с эти повышаются требования к капитальному и текущему ремонтам скважин, которые играют весьма весомую роль в повышении нефтеотдачи и поддержании заданного режима работы залежи. В свою очередь ремонт скважин во многом зависит от применяемых техники и технологий, совершенствование которых безусловно повышают успешность ремонтов, снижают затраты времени и сберегают материальные ресурсы.

Известные технологии, позволяющие производить КРС, имеют пределы эффективности, и они достигнуты для большинства разрабатываемых месторождений. В Мировой практике нефтегазодобычи все более широко внедряются колтюбинговые технологии.

Колтюбинг позволяет обеспечить условия рациональной разработки месторождения, оптимальные режимы вскрытия, освоения, эксплуатации и ремонта скважин. Это объясняется и к бурению в режиме депрессии, и к выполнению КРС без глущения скважин. При этом технические проблемы с наземным и скважинным оборудованием колтюбинговой техники и технологии применения НТ постоянно совершенствуются и разрабатываются.

В связи с этим, актуальность вопросов, рассматриваемых в учебном пособии, не вызывает сомнений, поскольку они направлены на решение проблемы сохранения и даже повышения достигнутого уровня добычи углеводородов, при Мировой тенденции истощении природных запасов.

СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

АКШ – акустический каротаж широкополосный
АСПО – асфальтосмолопарафинистые отложения
БС – боковой ствол
ГИС – геофизические исследования скважин
ГНВП – газонефтеводопроявления
ГПП – гидропескоструйная перфорация
ГРП – гидравлический разрыв пласта
ГС – горизонтальная скважина
КНБК – компоновка низа бурильной колонны
КНК – компоновка низа колонны
КРС – капитальный ремонт скважин
КТБ – колтюбиновое бурение
НКТ – насосно–компрессорная труба
ПАВ – поверхностно–активное вещество
ПЗП – призабойная зона пласта
ПРИ – породоразрушающий инструмент
ПРС – подземный ремонт скважин
СПО – спуско–подъемные операции
ТХВ – термохимическое воздействие
ЭЦН – электроцентробежный насос

* { БДТ – безмуфтовая длинномерная труба
ГНКТ – непрерывная насосно–компрессорная труба
ГТ – гибкая труба
НТ – непрерывная труба

* – речь идет о колонне непрерывных труб, обозначение которой согласно классификатору ремонтных работ [20] приводится как НТ.

Глава 1

ИСТОРИЯ СОЗДАНИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Колтюбинговые технологии – одни из перспективных и прогрессивно развивающихся направлений специализированного оборудования для нефтяной и газовой промышленности в Мире (в том числе и в России). Такие технологии основаны на использовании непрерывных насосно-компрессорных труб (ГНКТ (НТ)), которые заменяют традиционные бурильные трубы в процессе бурения или НКТ при проведении капитального и текущего ремонтов нефтяных и газовых скважин.

Первоначально о применении непрерывных труб упоминается в проекте «Pluto» во время Второй Мировой Войны (рис. 1) – ГНКТ (НТ) была спроектирована для перекачивания топлива через Английский канал под водой. После окончания войны технологии ГНКТ (НТ) нашли применение и в нефтегазодобывающей промышленности.

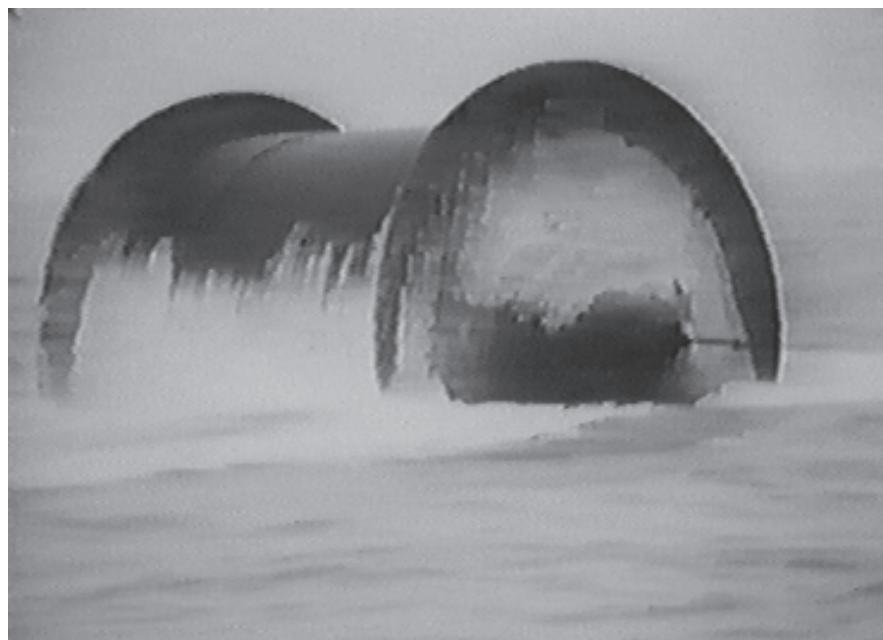


Рисунок 1 – Фотография барабана ГНКТ (НТ) во время осуществления проекта «Pluto»

В 50–х годах прошлого века Богдановым Н.В. было предложено использовать колонны ГТ (НТ) для спуска в скважины электропогружных центробежных насосов (ЭЦН). Кабель, питающий погружной электродвигатель, располагался внутри колонны непрерывных труб. Такое решение позволяло не только ускорить процесс выполнения спускоподъемных операций (СПО) при смене насоса, но и обеспечивал сохранность кабеля при

эксплуатации искривленных скважин. Однако в то время практическая реализация этого предложения в промышленных масштабах была нереальна.

В те же годы были разработаны конструкции буровых установок с применением непрерывных колонн непрерывных труб – шлангокабелей. Они представляли собой резинометаллические рукава большого диаметра. Работы по их созданию проводили специалисты из Франции и СССР. Совместные испытания осуществляли на опытной буровой установке, однако в силу ряда причин их промышленное внедрение так и не состоялось.

Первая опытная установка для ремонта скважин с помощью ГТ (НТ) была изготовлена в США в начале 60–х гг. специально для размыва песчаных пробок. Трубы имели диаметр 33,4 мм. В период с 1963 по 1964 гг. были проведены испытания этой установки в нескольких скважинах на суше и на море, где проводилась промывка песчаных пробок и осуществляли ловильные работы.

С конца 60–х до середины 70–х гг. было разработано несколько модификаций таких установок для труб диаметром 25,4 мм.

Объемы и масштабы применения за рубежом установок для ремонта скважин с ГТ (НТ) резко возросли в 70–х гг. Фактическое их число превысило 200 и использовались они, в основном, для промывки песчаных пробок и продувки скважин азотом.

В 1976 г. в Канаде впервые колонна ГТ (НТ) диаметром 60,3 мм была применена для бурения скважин. Увеличение числа установок ГТ (НТ) продолжалось в 80–х и 90–х гг., в том числе, в горизонтальных скважинах, что было обусловлено существенным повышением их надежности в результате многолетних интенсивных работ по совершенствованию их конструкций. В 1985 г. впервые был осуществлен каротаж в скважинах с использованием ГТ (НТ) с геофизическим кабелем.

Работы по производству и применению ГТ (НТ) в нефтегазовой отрасли России были начаты в 1971 г. В 1973 г. началось отечественное производство ГТ (НТ) на Челябинском трубопрокатном заводе. В 1974 г. выпущен первый отечественный агрегат АРД–10, который в 1975 году применен в ВПО «Азнефть» для промывки песчаных пробок. В 1976 году ГТ (НТ) применена здесь для спуска установки электроцентробежного насоса.

С начала 90–х гг. ГТ (НТ) применяют при обслуживании морских скважин с подводной устьевой арматурой. В этот же период осваивается производство труб увеличенных диаметров (50,8...88,9 мм).

С 1991 г. начато промышленное внедрение технологии бурения скважин малого диаметра с применением ГТ (НТ).

Соответственно, как в нашей стране, так и за рубежом продолжили разработки и усовершенствования оборудования подобного класса. Так как несмотря на очевидную простоту самого принципа новой технологии проведения подземного ремонта скважин (ПРС), его реализация требовала создания агрегатов нового типа, ранее не существовавших и не имевших

аналогов ни в одной отрасли машиностроения. Еще большую проблему представляла разработка технологии изготовления непрерывных труб, прочность и долговечность которых соответствовали бы условиям их эксплуатации.

Как и любое новое направление техники, оборудование с применением колонн непрерывных труб и технология их производства создавались не на пустом месте (уже существовали машины для спуска в скважину под давлением кабеля и труб, были разработаны технологии производства электросварных труб).

В общих чертах проследить историю создания этого вида оборудования можно на основе патентов (полученных прежде всего в США и России).

Состояние, в котором находятся разработка, изготовление и эксплуатация оборудования с использованием колонны непрерывных труб, в нашей стране традиционно как и для любого нового направления развития техники и технологии. С одной стороны, у нас разработано достаточно много оригинальных технических решений, а с другой – их внедрение в производство отстает в отличие от аналогичных ситуаций в зарубежных фирмах. Накопленный последними большой опыт в области производства и эксплуатации оборудования подобного типа, а также отечественные наработки позволяют сделать вывод о том, что принципиально все основные технические вопросы можно считать решенными. В настоящее время апробированы в эксплуатации различные конструктивные схемы, имеется достаточно большая элементная база для создания агрегатов. Кроме того, разработаны и испытаны разные варианты технологий выполнения работ с использованием агрегатов нового типа. Естественно, что процесс совершенствования и конструкций агрегатов, и реализуемых технологий будет продолжаться.

Глава 2

ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ПРИМЕНЕНИЯ ГНКТ (НТ) ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Мировой опыт применения колонн непрерывных труб насчитывает более 30 лет. И, конечно, за это время были выявлены и неоднократно подтверждались на практике преимущества использования такой технологии проведения внутрискважинных работ по сравнению с традиционными методами.

К ним относятся:

- возможность осуществления работ в нефтяных и газовых скважинах без их предварительного глушения;

- обеспечение герметичности устья скважины на всех этапах выполнения внутрискважинных операций;
- безопасность проведения спуско–подъемных операций (СПО);
- значительное улучшение условий труда работников бригад капитального ремонта при выполнении всего комплекса операций;
- сокращение времени при спуске и подъеме внутрискважинного оборудования на проектную глубину;
- обеспечение возможности бурения, спуска забойных инструментов и приборов, а также выполнения операций подземного ремонта в горизонтальных скважинах и боковых стволах с горизонтальным окончанием;
- отсутствие необходимости освоения и вызова притока скважин;
- соблюдение более высоких требований в области экологии при проведении всех операций по ремонту и бурению скважин, в частности за счет меньших размеров комплексов оборудования для этих целей по сравнению с традиционными;
- потенциально высокий экономический эффект в результате применения колонн непрерывных труб как при ремонте, так и при проведении буровых работ.

К основным недостаткам использования колтюбинговых технологий следует отнести:

- в связи с существующим максимальным проходным диаметром и проблемами усталостного износа диаметр ГНКТ (НТ) обычно ограничивается диапазоном 31,7–38 мм. Это приводит к ограничению производительности закачки в скважину (до 160–400 л/мин) с применением смазывающих добавок;
- при правильной оснастке инжекторной головки максимальное рабочее давление на устье скважины составляет 24,5 МПа. Для более высоких значений этого давления требуется применение более толстостенных труб и направляющего желоба с увеличенным радиусом;
- для ограничения усталостного износа рекомендуется, чтобы максимальное рабочее давление закачки в скважину не превышало 35 МПа;
- вследствие усталостного износа, приводящего к деформации поперечного сечения и появлению осевой нагрузки, критическая нагрузка смятия должна быть ограничена в пределах 21–28 МПа;
- рекомендуемая максимальная глубина спуска труб в скважину составляет не более 5500 м;
- с увеличением диаметра и толщины стенки ГНКТ (НТ) максимальная вместимость барабана ограничивается в связи с существующими правилами и нормами транспортировки габаритных грузов;
- невозможность использования вращения колонны. Из-за этого для бурения основной скважины чаще используют традиционные установки, хотя существуют проекты бурения с помощью колтюбинга (*Coiled tubing drilling*), в том числе вращающегося (*Rotating coiled tubing*).

В настоящее время специалисты различных сервисных компаний ежегодно выполняют порядка тысячи операций на скважинах с использованием колонн непрерывных труб.

Применять ГНКТ (НТ) начали для осуществления наиболее простых операций – очистки колонны труб и забоев от песчаных пробок. При внедрении данной технологии использовали ГНКТ (НТ) с наружным диаметром 19 мм. В настоящее время созданы буровые установки, работающие с колоннами диаметром 114,3 мм. При помощи ГНКТ (НТ) с промежуточными значениями диаметров в этом диапазоне (19 – 114,3 мм) можно осуществлять практически весь набор операций подземного ремонта скважин и бурения. Параллельно с совершенствованием и созданием новых технологий выполнения нефтепромысловых работ шло развитие и технологии изготовления непрерывных труб, а также нефтепромыслового оборудования и инструмента, обеспечивающего их применение.

Характерной особенностью процесса совершенствования данной технологии ведения работ и оборудования для ее реализации является то, что освоение этой группы оборудования идет более высокими темпами, чем в целом всей группы машин для обслуживания скважин. Сейчас можно сказать, что нефтепромысловое оборудование, реализующее традиционные технологии, подошло очень близко, к пределу своего совершенства. И оборудование для реализации технологий с использованием ГНКТ (НТ) является «прорывом», обеспечивающим резкое повышение эффективности процессов ремонта и бурения скважин, особенно при проведении работ на месторождениях со сложными географическими и климатическими условиями (к примеру, нефтяные и газовые месторождения Шельфа Российской Федерации).

Поскольку в комплекс ГНКТ (НТ) не входят мачты или вышки, являющиеся необходимой составляющей традиционного нефтепромыслового оборудования, его удобно применять на морских платформах и различных эстакадах с ограниченными размерами рабочих площадок.

Естественно, что с помощью рассматриваемого комплекса еще в определенной части не достигнуты параметры и режимы работ, которые обеспечивает традиционное оборудование. Однако преимущества ГНКТ (НТ) и новые технические решения, способствующие их совершенствованию, постоянно позволяют расширять область применения данного оборудования и повышать эффективность ведения работ. Например, использование колонны непрерывных труб внесло радикальные положительные изменения в практику бурения нефтяных и газовых скважин, особенно при их заканчивании, а также в технологию выполнения каротажных исследований, работ по вскрытию пласта в горизонтальных скважинах.

Таким образом, во всем мире при бурении, заканчивании, освоении, эксплуатации и ремонте скважин все большее применение находят использование колонн непрерывных труб. Благодаря своим высоким эксплуата-

ционным качествам, легкой приспособляемости к работе и преимуществам экологического характера, ГТ (НТ) из обычного инструмента для очистки скважин становится в настоящее время эффективным средством решения множества задач при выполнении нефтегазопромысловых операций.

Спуск ГТ (НТ) в скважины под давлением осуществляется при герметизированном устье, на котором для этих целей устанавливают специальную сборку превенторов. Такая технология позволяет выполнять различные операции при давлении на устье не прекращая работы скважин, то есть не глушить скважину.

Промысловый опыт показывает, что установки с ГТ (НТ) во многих случаях способны заменить как серийные установки для ремонта скважин, так и буровые установки.

Совершенствование установок ГТ (НТ) объективно базируется на накопленном опыте работ по спуску в скважину инструмента и приборов под давлением.

ГТ (НТ), использовавшиеся для выполнения промысловых операций на суше, успешно применяют на шельфе и на море, где экономические и экологические факторы имеют первостепенное значение.

Область применения ГТ (НТ) в настоящее время интенсивно расширяется за счет использования при проведении каротажных работ, при заканчивании и перебуривании стволов скважин, при всех способах механизированной эксплуатации скважин, при спуске в скважины инструментов, замене эксплуатационных колонн, установке гравийных фильтров, установке и снятии гидравлических пакеров без вращения труб и приложения осевой нагрузки и многих других.

Глава 3

КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

Установка состоит из функциональных узлов, смонтированных на платформе, которая расположена на автомобильном шасси МЗКТ-65276-010. Состав колтюбинговой установки представлен на рисунке 2.

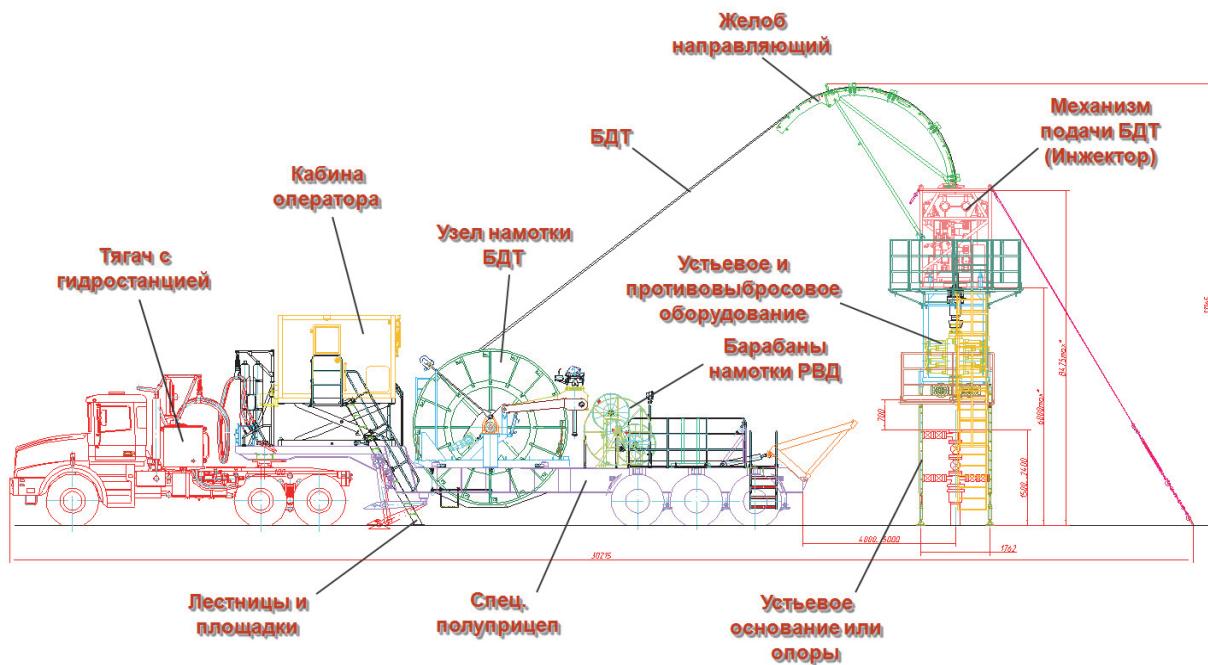


Рисунок 2 – Состав колтюбинговой установки

Привод всех механизмов установки гидравлический с отбором мощности от двигателя базового шасси.

Кабина оператора подъемная, полностью теплоизолированная и имеет автономный обогреватель.

НТ на установке размещается на барабане узла намотки, который обеспечивает ее смотку–намотку при СПО и замену бурта, а также подвод в нее технологической жидкости, закачиваемой в скважину.

Проведение монтажа и демонтажа превентора и инжектора на устье скважины осуществляется установщиком оборудования, размещенном на задней части платформы.

Спуск и подъем НТ осуществляется инжектором. На инжекторе устанавливается желоб направляющий.

Герметизация устья скважин при СПО и в аварийных ситуациях в процессе ремонта скважин без их глушения осуществляется герметизатором с блоком превенторов.

Гибридные установки предусматривают возможность объединения буровых работ с применением бурильных труб с резьбовыми соединениями с преимуществами использования непрерывной трубы. Такие установки представляют собой комбинацию обычной буровой вышки и установки с непрерывными трубами. К этому классу относится созданная группой компаний ФИД установка М50. Общий вид гибридной колтюбинговой установки приведен на рисунке 3.

Модульная гибридная установка конструктивно представляет собой длинномерный полуприцеп, на котором смонтированы:

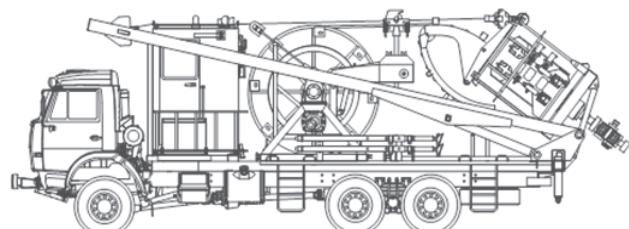
- буровая площадка;
- «П»-образная мачта для работы с колонной, собираемой из отдельных труб;
- инжектор и катушка для НТ.



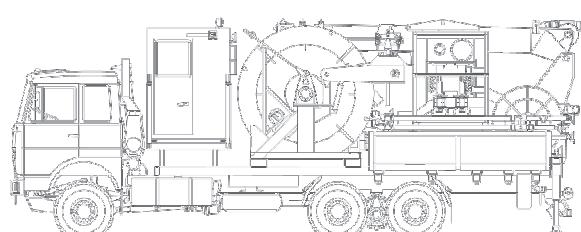
Рисунок 3 – Общий вид гибридной установки

Далее представлены колтюбиновые установки различных марок и модификаций, используемые для проведения ремонтных работ в нефтяных и газовых скважинах России (рис. 4).

Колтюбиновая установка МК10Т (6x6)

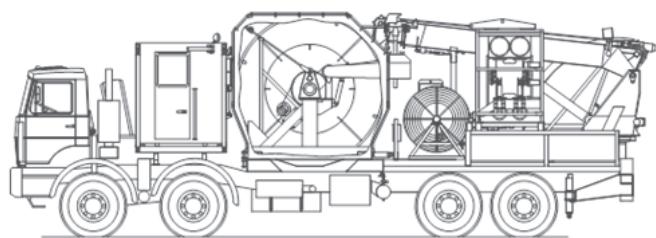


Полноприводное шасси 6x6
Тяговое усилие инжектора 100 кН
Макс. грузоподъёмн. установщика 4 тм
1600 м гибкой трубы диаметром 38,1
мм

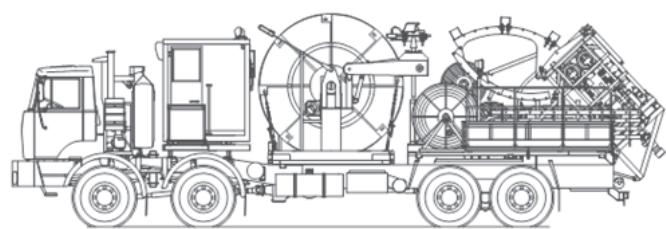


Полноприводное шасси 6x6
Тяговое усилие инжектора 120 кН
Макс. грузоподъёмн. установщика 20,5 тм
2200 м гибкой трубы диаметром 38,1
мм

Колтюбинговая установка МК20Т (8x8)

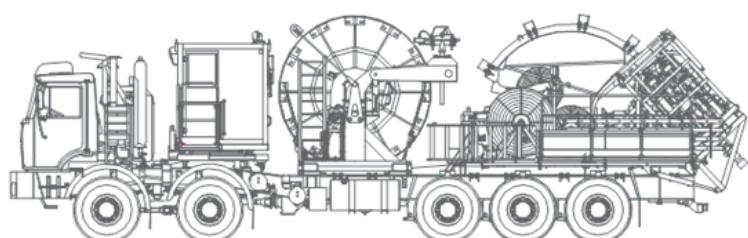


Полноприводное шасси 8x8
Тяговое усилие инжектора 240 кН
Макс. грузоподъёмн. установщика 31,5 тм
3800 м гибкой трубы диаметром 38,1 мм

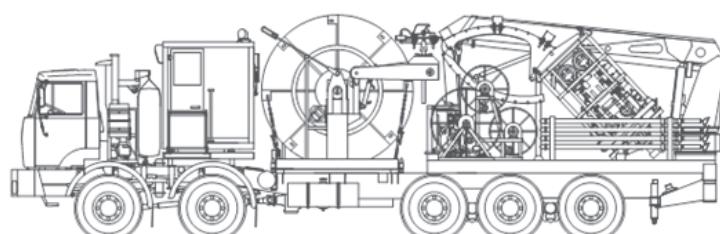


Полноприводное шасси 8x8
Тяговое усилие инжектора 240 кН
4200 м гибкой трубы диаметром 38,1 мм

Колтюбинговая установка МК20Т (10x10)

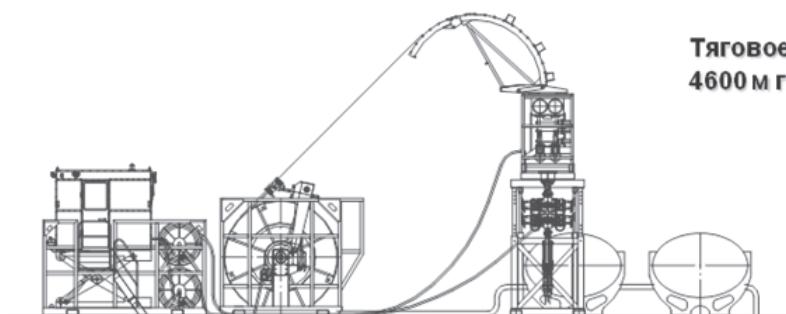


Полноприводное шасси 10x10
Тяговое усилие инжектора 240 кН
5000 м гибкой трубы диаметром 38,1 мм



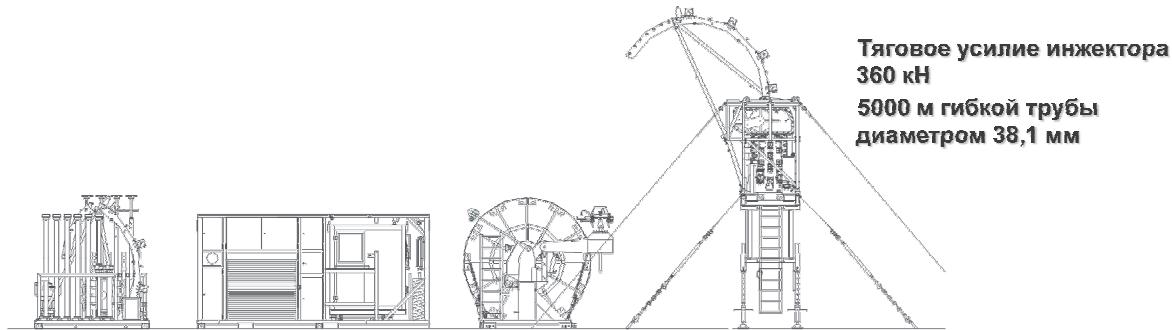
Полноприводное шасси 10x10
Тяговое усилие инжектора 240 кН
Макс. грузоподъёмн.
установщика 31,5 тм
5000 м гибкой трубы диаметром 38,1 мм

Колтюбинговая установка МК20М

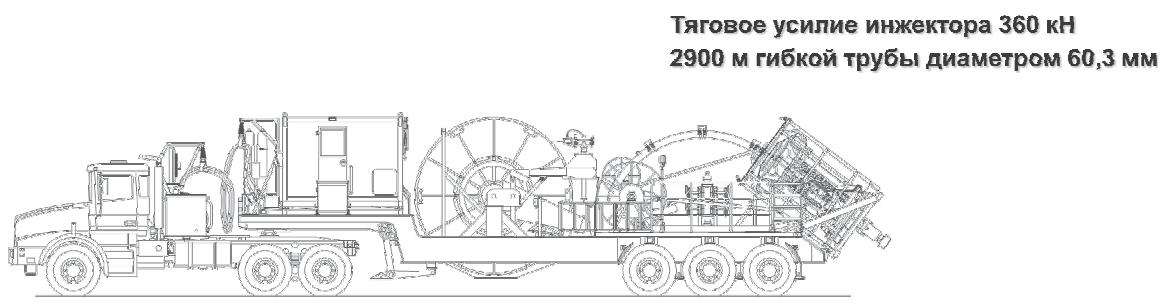


Тяговое усилие инжектора 240 кН
4600 м гибкой трубы диаметром 38,1 мм

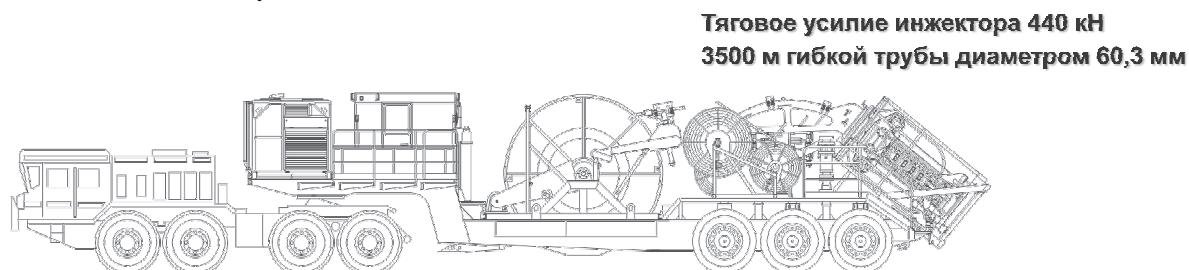
Колтюбинговая установка МК30М



Колтюбинговая установка МК30Т



Колтюбинговая установка МК40Т



**Рисунок 4 – Колтюбинговые установки
различных марок и модификаций**

Установки с использованием колонны непрерывных труб создаются компактными и монтируются на автомобильном шасси, обеспечивающем передвижение в условиях намывных кустов и дорог без твердого покрытия. Оборудование агрегата должно работать при температуре окружающей среды от -45 до $+45^{\circ}\text{C}$ и быть стойким к агрессивным средам. Необходимо, чтобы монтаж–демонтаж установки на устье скважины проводился без привлечения дополнительной грузоподъемной техники.

Агрегат должен обеспечивать выполнение следующих технологических операций:

- очистку эксплуатационных колонн от гидратопарафиновых пробок путем промывки горячим солевым раствором с плотностью до $1200 \text{ кг}/\text{м}^3$ и температурой до 150°C ;
- удаление песчаных пробок;
- извлечение бурового раствора из скважины;
- ловильные работы при капитальном ремонте скважин (КРС);
- цементирование скважин под давлением;
- кислотные обработки под давлением;
- разбуривание цемента;
- изоляцию пластов.

Основное оборудование должно состоять из набора блоков.

Первый блок включает:

- катушку с колонной непрерывных труб;
- монтажное устройство;
- инжектор – устройство, транспортирующее КГТ (НТ) (НТ);
- кабину управления агрегатом;
- насосную (компрессорную) станцию для очистки непрерывной трубы от технологической жидкости.

Второй блок включает:

- емкость для технологической жидкости ($8\text{--}10 \text{ м}^3$), снабженную теплоизоляцией;
- нагревательное устройство для технологической жидкости. В конструкции следует предусматривать устройства, обеспечивающие ликвидацию отложений на стенках теплообменника нагревателя;
- насос объемного действия для перекачивания технологической жидкости с максимальной подачей $30 \text{ л}/\text{с}$ и давлением до 70 МПа . Привод насоса осуществляется от ходового двигателя агрегата.

В состав вспомогательного оборудования, которым должна укомплектовываться установка, входят:

- уплотнительный элемент устьевой непрерывной трубы;
- четырехсекционный противовыбросовый превентор;
- комплект быстроразборного манифольда для технологической жидкости;
- прибор, регистрирующий нагрузку от веса колонны труб;

– комплект внутрискважинного инструмента (локаторы конца трубы, шарнирные отклонители, разъединитель с извлекающим устройством, центраторы колонны, обратные клапаны, струйные насадки, язы и акселераторы и т.п.).

В комплект оборудования входит **инструмент**:

– полный комплект инструмента, необходимого для выполнения технологических операций и технического обслуживания агрегата;

– запасные части, которыми установка должна быть обеспечена на три года ее эксплуатации.

Необходимо, чтобы конструкция агрегата соответствовала требованиям техники безопасности, действующим в нефтяной и газовой промышленности:

– система освещения установки должна быть защищена от взрывов и обеспечивать освещенность на устье скважины, равную 26 лк;

– уровень звукового шума на рабочих местах не должен быть выше 85 дБ;

– площадки, расположенные на высоте более 1 м, должны иметь перильные ограждения высотой не менее 1 м;

– для подъема на платформу агрегата нужны маршевые лестницы с перильными ограждениями шириной не менее 0,75 м;

– выхлопную систему двигателей агрегатов следует снабжать искрогасителями;

– пост управления агрегатом нужно размещать с учетом хорошей видимости рабочих мест как у скважины, так и на других участках;

– расположение центра тяжести агрегата должно обеспечивать его устойчивое положение при перемещении по дорогам с уклоном до 25° в осевом направлении и до 15° в боковом;

– агрегат необходимо снабжать электрической панелью с выходом 220 /50 В для освещения, зарядным устройством и трансформатором– выпрямителем на 24 В постоянного тока для подзарядки аккумуляторов и аварийным освещением.

Габаритные размеры агрегата в транспортном положении не должны превышать по высоте 4,5 м, а по ширине – 3,2 м.

Глава 4

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОПЕРАЦИИ, ПРОВОДИМЫЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛТЮБИНГА

4.1 КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ

Кислотную обработку с использованием ГТ (НТ) проводят для более эффективного и управляемого воздействия кислоты на продуктивные пласты–коллекторы.

С использованием колтюбинговых установок можно выполнять следующие виды работ:

- кислотная обработка призабойной зоны скважин при ухудшении эксплуатационных качеств пласта;
- избирательная кислотная обработка призабойной зоны отдельных пропластков;
- обработка вспененной кислотой большого интервала ствола скважины при пониженном давлении на забое;

Проведение кислотных обработок призабойной зоны скважин с помощью колонн ГТ (НТ) имеет следующие преимущества по сравнению с использованием обычных труб:

- 1) при выполнении скважинных операций требуется меньшая площадь для размещения наземного оборудования;
- 2) исключается необходимость привлечения обычных установок для ремонта скважин;
- 3) улучшается охват пласта закачиваемой кислотой;
- 4) снижается опасность дополнительного загрязнения пласта при выполнении операций;
- 5) исключается попадание трубной смазки и других нерастворимых материалов со стенок эксплуатационных или рабочих колонн с резьбовыми соединениями в интервалы продуктивного пласта;
- 6) повышается эффективность обработок;
- 7) сокращается потребление кислоты;
- 8) расширяются возможности применения многопозиционных обработок;
- 9) реализуется возможность обработки пластов, находящихся ниже конца колонн лифтовых труб в скважинах;
- 10) увеличивается безопасность работ.

Для повышения эффективности кислотных обработок необходимо до проектирования процесса установить способ заканчивания скважины, от которого зависят геометрия ствола, состояние ПЗП и последующая технология обработки.

Как правило, неровная поверхность открытого ствола (размывы, уступы и др.) затрудняют спуск ГТ (НТ) и инструментов для обеспечения процесса интенсификации. При обработке пласта в таких скважинах требуется применять средства изменения направления течения, а для изоляции зон – надувные пакеры или мостовые пробки.

Заканчивание скважин хвостовиком, имеющим щелевидные отверстия, не позволяет изолировать пространство между обсадными трубами и стволом скважины. И для блокирования этого интервала рекомендуют применять сусpenзии.

Заканчивание скважин гравийным фильтром допускает минимальную возможность регулирования профиля приемистости при заканчивании флюидов в процессе обработки пласта. При данном способе заканчивания скважин в качестве закупоривающего материала часто применяют вспененный состав.

Заканчивание скважин перфорированными обсадными трубами позволяет достаточно эффективно регулировать профиль приемистости за счет использования механических закупоривающих устройств или сусpenзационных составов. Спускаемые на ГТ (НТ) пакеры, в том числе надувные (одиночные или устанавливаемые последовательно друг за другом), рекомендуются для изоляции отдельных перфорированных интервалов с целью обеспечения максимально точного контроля за поступлением реагента в пласт.

Виды кислотных обработок скважин

Кислотные ванны.

Кислотные ванны – наиболее простые кислотные обработки, они предназначены для очистки стенок скважины и забоя от остатков цементной и глинистой корок, продуктов коррозии, смолистых веществ, парафина и т. д. Такая очистка способствует увеличению зоны охвата пород раствором кислоты и предупреждает образование отложений в порах пород при последующих обработках.

Кислотные ванны в основном устанавливают в скважинах, в которых, продуктивный пласт не закреплен обсадной колонной, т. е. в скважинах с открытым стволом. Рекомендуемая концентрация соляной кислоты составляет 15 – 20%. Если кислотные ванны устанавливают в обсаженных скважинах, то концентрация кислоты не должна превышать 12%. Объем раствора для установки кислотной ванны определяют, исходя из полного перекрытия обрабатываемого интервала, от подошвы до кровли.

Простые кислотные обработки.

Простые кислотные обработки применяются наиболее часто для растворения принесенных в пласт загрязняющих материалов, а так же для увеличения размеров поровых каналов за счет растворения карбонатных включений породы.

Применяют концентрацию рабочего раствора кислоты равной 15 – 20%. Объем раствора кислоты для простых обработок в расчете на 1 м толщины открытого ствола или интервала перфорации зависит от проницаемости пород.

Простые кислотные обработки песчаников и алевролитов предназначены для растворения продуктов коррозии (в водонагнетательных скважинах) и карбонатных отложений (в нефтедобывающих скважинах). Карбонаты выделяются из пластовых вод при эксплуатации скважин и откладываясь в трубах, на фильтре (в интервале перфорации), забое, иногда и в призабойной зоне. Простые кислотные обработки применяются также для растворения карбонатов в терригенной породе, когда их содержание составляет 25% и более.

Кислотные обработки под давлением.

Кислотные обработки под давлением предназначены в основном для воздействия на малопроницаемые интервалы пласта. Для этого предварительно ограничивают приемистость высокопроницаемых интервалов путем закачивания высоковязкой эмульсии типа «кислота в нефти». Здесь полезную работу выполняет и кислота, входящая в состав эмульсии. Нейтрализация этой кислоты происходит намного медленнее, чем нейтрализация чистого раствора кислоты. За счет этого обеспечивается более глубокая обработка кислотой высокопроницаемых интервалов.

Термокислотные обработки.

При термокислотной обработке продуктивный пласт подвергается воздействию дважды в одном технологическом процессе: сначала термохимическому воздействию (TXB), а затем простая кислотная обработка или обработка кислотой под давлением. Термохимическое воздействие – воздействие на забой и призабойную зону пласта горячей кислотой, получаемой за счет выделения тепла при реакции между кислотой и магнием. Термокислотные обработки предназначаются для растворения парафиновых и асфальтосмолистых отложений, образования каналов растворения в доломитах, интенсивного растворения загрязняющих материалов в скважинах после окончания бурения, очистки фильтра водонагнетательных скважин от продуктов коррозии и других загрязняющих материалов, трудно растворимых в холодной соляной кислоте и др.

Применение TXB целесообразно лишь на месторождениях с низкой температурой – от 15 до 40 С. TXB рекомендуют применять в основном в скважинах с открытым стволом, так как горячая кислота имеет высокую коррозионную активность.

Пенокислотные обработки.

Пены – пузырьки газа или воздуха в жидкости, разделенные тонкими прослойками (пленками) этой же жидкости. Для получения пены, кроме газа и жидкости, нужно присутствие еще одного вещества – поверхностноактивного вещества (ПАВ).

Для получения более устойчивых пен в раствор пенообразователя добавляют стабилизатор. Пены такого состава называются двухфазными (основные компоненты – газ и жидкость).

Если в качестве жидкости используется раствор соляной кислоты с ПАВ, то при газировании (аэрации) этой жидкости образуются кислотные пены.

Механизм действия кислотных пен заключается в замедлении скорости нейтрализации кислоты карбонатной породой, приводящем к удлинению пути движения кислоты в активном состоянии. Кислотные пены также способствуют увеличению охвата пласта воздействием кислоты, так как имеют низкую плотность ($300 - 800 \text{ кг}/\text{м}^3$), повышенную вязкость и прочность. Пенокислотные обработки применяют для воздействия на продуктивные пласты, сложенные карбонатными породами, также на песчаники с высоким содержанием карбонатного цемента.

Кислотоструйные обработки.

Кислотоструйная обработка – воздействие на забой и стенки ствола скважины струей раствора кислоты, выходящей с большой скоростью из конусной насадки. Приспособление, с помощью которого осуществляют кислотоструйную обработку, называется гидромонитором. Основным назначением кислотоструйных обработок является очистка стенок ствола скважины и забоя от цементной и глинистой корок, образование новых каналов растворения в карбонатной породе. Поэтому кислотоструйные обработки в основном применяются в скважинах с открытым стволов (рис. 5) [20,25].

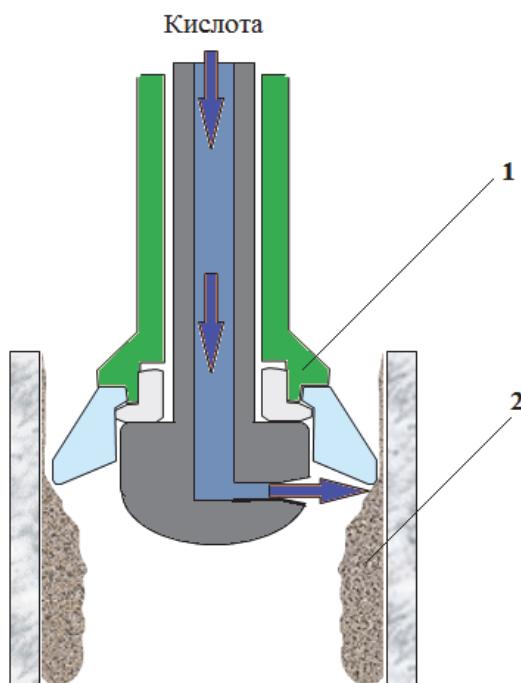


Рисунок 5 – Кислотоструйная обработка
1 – гидромонитор; 2 – глинистая корка

Обработки глинокислотой.

Назначение глинокислоты – воздействие на песчаники или песчано-глинистые породы, а также на глинистую корку. Основное условие применения – отсутствие или минимальное содержание (до 0,5%) карбонатов в породе.

Количество глинокислоты подбирают опытным путем, чтобы не допустить разрушения пород продуктивного пласта. При первых обработках рекомендуется применять 300 – 400 л глинокислоты на 1 м толщины пласта. Если пласты сложены трещиноватыми породами, то объем глинокислоты для первичных обработок увеличивается до 800 – 1000 л на 1 м толщины пласта. Наиболее эффективна глинокислота, состоящая из 8%–й соляной кислоты и 4%–й плавиковой кислоты. Для песчаников с небольшим содержанием глинистого материала не следует применять плавиковую кислоту концентрацией менее 3%.

Для песчаников с большим содержанием глин максимальные концентрации соляной кислоты – 10%, плавиковой кислоты – 5%. Глинокислоту рекомендуют приготовлять путем растворения в соляной кислоте технического бифторид-фторид аммония. Воздействие глинокислоты на породу представлено на рисунке 6.

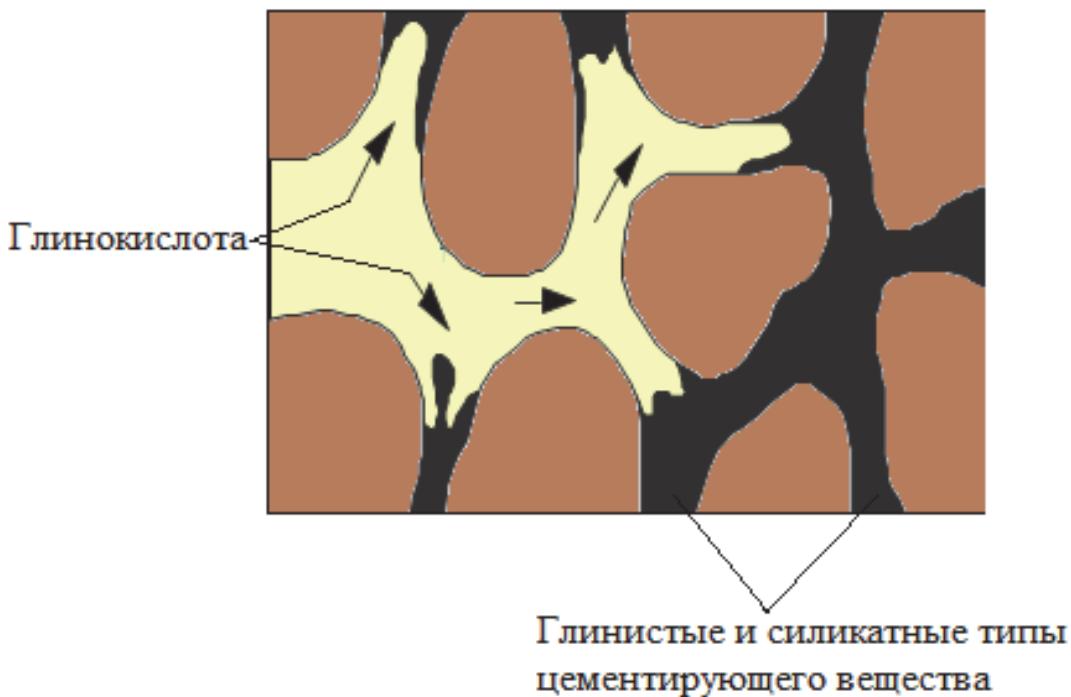


Рисунок 6 – Воздействие глинокислоты на горную породу

Кислотные обработки карбонатных пород с применением вязкоэластичных отклоняющих кислот VDA.

Применение вязкоэластичных отклоняющих кислот VDA является одной из последних инноваций для обработки карбонатных пород. Эта самоотклоняющаяся жидкостная система состоит из кислоты и высокоактивного ПАВ. Такая смесь в первую очередь реагирует с высокопроницаемой зоной карбонатного пласта, а затем оставшаяся смесь устремляется в менее проницаемые или более загрязненные зоны пласта.

По мере воздействия кислоты VDA на матрицу породы ее вязкость возрастает, тем самым, создавая барьер для проникновения остатка закачиваемой смеси, которая последовательно начинает поступать в необработанные интервалы меньшей проницаемости.

Путем кислотной обработки сначала более проницаемых интервалов пласта с последующей закачкой оставшейся кислоты в менее проницаемые интервалы обеспечивается более равномерная обработка всего продуктивного пласта.

Сухокислотный состав СКСК и область применения:

Обработка карбонатных коллекторов в широком температурном диапазоне (до 100°C).

Составляющие реагенты:

Основным рабочим компонентом состава являются смесь органических и неорганических кислот, которые генерируются при растворении в воде. Для предупреждения «вторичного» осадкообразования в композицию введен комплекс стабилизаторов.

Основные свойства:

- Низкая коррозионная активность;
- Предотвращение вторичного осадкообразования;
- Совместимость с пластовыми водами различной минерализации;
- Простота хранения и транспортировки;

Объемы закачки: оптимальный состав и объемы композиции подбираются индивидуально для каждой скважины на основании программного комплекса с учетом геолого-физических характеристик. Средний объем рабочего раствора составляет 1,0–2,0 м³ (10–15% водного раствора СКСК) на 1 м эффективной толщины пласта.

Технология обработки скважины включает:

- Приготовление композиции на скважине путем растворения порошка СКСК в пресной воде.

С целью увеличения эффективности воздействия возможно введение ПАВ.

- Закачивание в скважину.
- Выдержка на «реагирование» 4–8 часов.

Многокомпонентный гидрофобизирующий состав МГС–3.

Область применения: обработка призабойной зоны добывающих скважин низкопроницаемых терригенных пластов с высокой степенью обводненности в широком температурном диапазоне.

Составляющие реагенты:

- Поверхностно–активное вещество;
- Смесь спиртов и кетонов;
- Гидрофобизатор.

Основные свойства:

- Гидрофобизация поверхности породы;
- Ликвидация «водной блокады»;
- Предупреждение образования стойких водонефтяных эмульсии;
- Низкие значения межфазного натяжения на границе с нефтью;
- Предупреждение набухания глинистых минералов.

Оптимальный состав и объемы композиции подбираются индивидуально для каждой скважины на основании программного комплекса с учетом геолого–физических характеристик. Средний объем рабочего раствора составляет $0,6\text{--}2,0\text{ м}^3$ на 1 м эффективной толщины пласта.

Композиция готовится смешением реагентов непосредственно на скважине. Возможен централизованный вариант приготовления композиции на базе, с последующей доставкой готовой композиции на скважину. Вследствие малой вязкости и низкой коррозионной активности композиции для перевозки и закачки композиции может быть использовано типовое оборудование.

Технология обработок постоянно совершенствуется. Найдены новые эффективные и термостойкие поверхностно–активные ингибиторы. Хороший результат получили при кислотных обработках скважин с использованием вибрации (колебания) давления на забое. При этом в процессе кислотной обработки гидравлический забойный вибратор создает частые резкие колебания давления, распространяющиеся в виде волн внутрь пласта. Периодические открывающиеся старые и вновь образующиеся каналы способствуют быстрому проникновению кислоты в глубинные зоны пласта.

В ряде случаев получен хороший результат при парокислотной обработке неоднородных малопроницаемых коллекторов с парафинистой нефтью. Аэрированная и подогретая сухим паром кислота обеспечивает больший охват пласта воздействием по мощности и глубине. Для этой цели используют передвижные паровые установки, выпускаемые промышленностью (ППУ–3). Проходят на промыслах испытания многие другие модификации кислотных обработок – введение в пласт загущенной кислоты для сокращения скорости ее реакции с карбонатами, переменное нагнетание

кислотного раствора и загущенной растворами сульфит–спиртовой барды (ССБ) продавочной воды. Проводятся исследования по разработке технологии нагнетания в пласт кислот высокой концентрации (25–30% HCl) с целью доставки ее в пласт на большие расстояния с достаточным содержанием HCl.

При проведении различных видов кислотных обработок с применением колтюбинговых технологий необходимы следующие *оборудование и материалы*:

- Колтюбинговая установка.
- Установка для кислотной обработки скважин, имеющая специализированный насос.
- Емкость для запаса кислоты.
- Кислоты, ингибиторы, стабилизаторы и т.д.

В некоторых технологиях кислотной обработки предусмотрен подогрев кислоты.

Описание технологии при проведении кислотных обработок с применением колтюбинговых технологий

В процессе выполнения данной операции непрерывную трубу, при обеспечении непрерывной циркуляции воды, спускают на глубину нижних отверстий перфорации. Затем в скважину через нее закачивают расчетный объем кислоты (рис. 7), после чего ее продавливают в продуктивный пласт. При закачке и продавке кислоты выкидная задвижка на арматуре колонны лифтовых труб должна быть закрыта. Это обеспечивает проникновение реагента через перфорационные отверстия в пласт.

Процесс закачки и продавки выполняют при максимально возможной подаче жидкости. При осуществлении этих процессов необходимо следить за тем, чтобы давление в зоне перфорационных отверстий не превышало давления, при котором происходит разрыв пласта. (В ряде случаев, при обработке малопроницаемых пластов процесс закачки жидкости может выполняться в режиме гидроразрыва пласта). После выдерживания скважины под давлением в течение определенного периода времени реакции кислоты с горной породой выкидную задвижку открывают, непрерывную трубу приподнимают и начинают операцию по вызову притока.

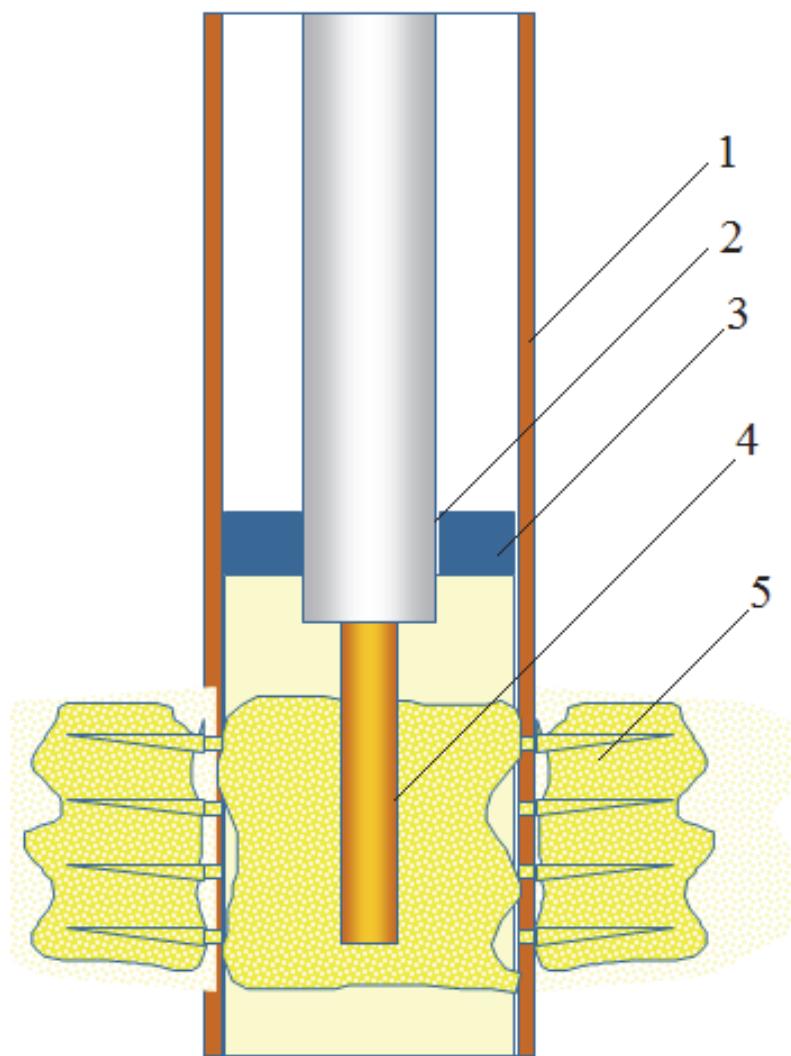


Рисунок 7 – Схема внутрискважинного оборудования, применяемого при кислотной обработке ПЗП:
1 – обсадная колонна; 2 – НКТ; 3 – пакер; 4 – ГТ (НТ);
5 – кислота, продавленная в ПЗП

Практика использования колтюбингового оборудования показывает, что расход реагентов при обработке скважины в этом случае сокращается по сравнению с традиционными технологиями на 25–30%, кроме того сокращается общее время обработки скважины.

Паникаровским Е.В. разработана технология кислотной обработки слабосцементированных коллекторов с использованием лимонной кислоты (рисунок 8).

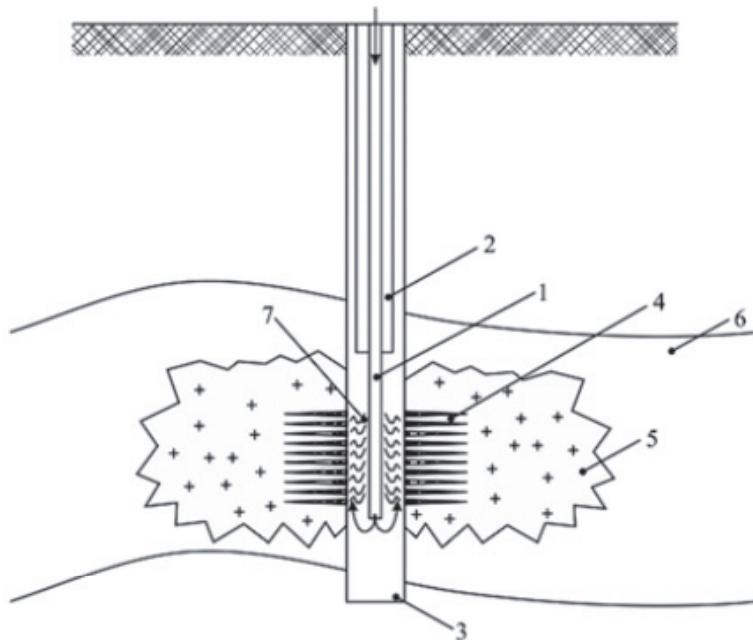


Рисунок 8 – Технологическая схема кислотной обработки сеноманского слабосцементированного продуктивного пласта

1 – ГТ (НТ); 2 – лифтовая колонна; 3 – забой; 4 – интервал перфорации; 5 – кислотный раствор; 6 – продуктивный пласт; 7 – продавочная жидкость

Для устранения осложнений после кислотных обработок ПЗП в слабосцементированных породах–коллекторах, вызывающих их разрушение, образование каверн, формирование песчано–глинистых пробок на забое, повышенный абразивный износ внутристекловинного оборудования, был предложен интенсифицирующий состав на основе лимонной кислоты.

Для подбора рецептур кислотных растворов проводились лабораторные исследования по изучению растворимости песчаного керна в 12,5%–й лимонной кислоте (с последующим увеличением концентрации до 20,0%). Эксперименты показали, что после обработки образцов керна лимонной кислотой коэффициент восстановления проницаемости в некоторых случаях составил около 100%.

Несмотря на небольшое количество экспериментов, авторы констатируют, что эффект, полученный при обработке эксплуатационных объектов месторождений ООО «Газпром добыча Ноябрьск», объясняется тем, что загрязняющим элементом пород–коллекторов являются железонесущие осадки. При обработке этих осадков лимонной кислотой образуются прочные хелатные комплексы (цитраты II– и III–валентного железа), которые хорошо растворяются в воде и легко удаляются из пласта. Железонесущие осадки могут быть представлены как оксидами ($\text{Fe}_3\text{O}_4 \rightarrow \text{FeO} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$), так и гидроксидами $[\text{Fe}(\text{OH})_2, \text{Fe}(\text{OH})_3]$ II– и III–валентного железа. Взаимодействие лимонной кислоты проходит по следующей реакции:

– с оксидами железа(II): $\text{HOOC(CH}_2\text{COOH)}_2\text{COOH} + \text{FeO} \rightarrow [\text{HOOC(CH}_2\text{COO)}_2\text{COO}] \text{Fe} + \text{H}_2\text{O};$

– с оксидами железа (III): $2\text{HOOC(CH}_2\text{COOH)}_2\text{COOH} + \text{Fe}_2\text{O}_3 \rightarrow [\text{HOOC(CH}_2\text{COO)}_2\text{COO}] \text{Fe} + 3\text{H}_2\text{O};$

– с гидроксидом железа (II): $\text{HOOC(CH}_2\text{COOH)}_2\text{COOH} + \text{Fe(OH)}_2 \rightarrow [\text{HOOC(CH}_2\text{COO)}_2\text{COO}] \text{Fe} + 2\text{H}_2\text{O};$

– с гидроксидом железа (III): $2\text{HOOC(CH}_2\text{COOH)}_2\text{COOH} + \text{Fe(OH)}_3 \rightarrow [\text{HOOC(CH}_2\text{COO)}_2\text{COO}] \text{Fe} + 3\text{H}_2\text{O}.$

Кроме того, лимонная кислота способствует связыванию ионов кальция и магния.

Технологический процесс закачивания лимонной кислоты в ПЗП при низких пластовых давлениях с использованием колтюбинговой установки осуществляется следующим образом.

При спущенной непрерывной трубе на 2–5 м ниже интервала перфорации промывают скважину технической водой.

Объем закачивания кислоты определяется из расчета глубины проникновения фильтратов технологических жидкостей и составляет от 0,4 до 1,0 м³ на 1 м эффективной перфорированной толщины.

Задавливание кислотного раствора в пласт проводится с помощью цементировочного или кислотного агрегата. Схема проведения работ состоит в следующем:

- провести осмотр фонтанной арматуры, обвязать устье скважины и опрессовать нагнетательную линию;
- проверить наличие циркуляции в скважине путем перевода ее на работу по кольцевому пространству между лифтовой колонной и ГТ (НТ);
- при открытом затрубном пространстве в ГТ (НТ) закачать расчетное количество раствора и довести до интервала перфорации продавочной жидкостью; скорость закачивания должна быть минимальной, не более 2 л/с;
- закрыть затрубную задвижку и продавить раствор в пласт. Скорость продавливания раствора в пласт должна быть максимально возможной, давление закачивания не должно превышать давление гидроразрыва пласта, объем кислотного раствора для обработки ПЗП следует определять радиусом планируемого воздействия.

После завершения работ по кислотной обработке извлечение ГТ (НТ) из скважины проводится со скоростью не выше 0,3 м/с, при этом необходимо постоянно следить за показателями индикатора веса, не допуская затяжек инструмента.

После подъема ГТ (НТ) закрывается буферная задвижка и проводится демонтаж оборудования колтюбинговой установки в транспортное положение. На буферной задвижке монтируется буферный фланец, вспомогательное оборудование демонтируется.

При работе в условиях низких температур окружающего воздуха выполняются мероприятия по предупреждению замораживания ГТ (НТ), для чего ГТ (НТ) продувается компрессором, и слив жидкости из ГТ (НТ) производится в емкость.

Проводят осмотр, промывку и смазку блока превенторов, герметизатора и механизма подачи, закрывается задвижка всасывающего коллектора. После демонтажа колтюбинговой установки и вспомогательного оборудования проводятся повторные газодинамические исследования скважины для оценки результативности работ и установления технологического режима работы скважины, рекультивация территории, и результаты работ оформляются актом.

ОАО «Татнефть» разработан способ кислотной обработки призабойной зоны нефтедобывающей скважины, включающий спуск по межтрубному пространству непрерывных безмуфтовых длинномерных труб колтюбинговой установки с закачкой в скважину и на забой легкой нефти, продвижение непрерывных безмуфтовых длинномерных труб колтюбинговой установки до низа скважины, закачку нефти до полной замены жидкости гущения на нефть, подъем низа непрерывных безмуфтовых длинномерных труб колтюбинговой установки до кровли продуктивного пласта, закрытие скважины, закачку в призабойную зону раствора соляной кислоты через непрерывные безмуфтовые длинномерные трубы колтюбинговой установки, спуск низа непрерывных безмуфтовых длинномерных труб колтюбинговой установки на 0,8–1,2 м и закачку раствора соляной кислоты, продолжение спуска и закачку до достижения подошвы продуктивного пласта, подъем низа непрерывных безмуфтовых длинномерных труб колтюбинговой установки на середину скважины и проведение технологической выдержки в течение 2–3 ч, постепенное опускание непрерывных безмуфтовых длинномерных труб колтюбинговой установки до низа скважины и одновременно закачку нефти с отбором скважинной жидкости через межтрубное пространство, промывку скважины нефтью, извлечение из скважины непрерывных безмуфтовых длинномерных труб колтюбинговой установки и закрытие межтрубного пространства, проведение подготовительно–заключительных работ и запуск скважины в работу, отличающийся тем, что для проведения обработки выбирают скважину, вскрывшую продуктивный пласт с проницаемостью менее $0,01 \text{ мкм}^2$, пластовым давлением более или равным 7 МПа, коэффициентом продуктивности менее $0,1 \text{ м}^3/\text{сут}\cdot\text{атм}$, при этом непосредственно перед обработкой устанавливают режим работы скважины при забойном давлении менее или равном 1,5 МПа, устанавливают депрессию на пласт более и равной 5,5 МПа, при обработке объем кислоты закачивают не более 0,5–1 м³ на 1 м перфорированной мощности, а интервал продуктивного пласта перфорируют не позднее чем за год до проведения обработки с перфорированием интервала продуктивного пласта более 10 м.

4.2 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Гидроразрыв пласта был впервые применен в конце 1940-х годов для увеличения добычи из малодебитных скважин в Канзасе (рис. 9). Вслед за взрывным ростом практического применения этого метода в середине 1950-х и значительным всплеском активности в середине 1980-х годов, массовый гидроразрыв перерос в доминирующий метод освоения, в первую очередь для низкопроницаемых коллекторов в Северной Америке. К 1993 году 40 процентов новых нефтяных скважин и 70 процентов газовых скважин в США обрабатывались гидроразрывом.

В отечественной нефтедобыче ГРП начали применять с 1952 г. Общее число ГРП в СССР в пиковый период 1958-1962 гг. превышало 1500 операций в год, а в 1959 г. достигло 3000 операций, которые имели высокие технико-экономические показатели. К этому же времени относятся теоретические и промыслово-экспериментальные исследования по изучению механизма гидроразрыва и его влияния на дебит скважин. В последующий период число проводимых ГРП снизилось и стабилизировалось на уровне примерно 100 операций в год. Основные центры по проведению ГРП были сосредоточены на месторождениях Краснодарского края, Волго-Уральского региона, Татарии (Ромашкинское и Туймазинское месторождения), Башкирии, Куйбышевской области, Чечене-Ингушетии, Туркмении, Азербайджана, Дагестана, Украины и Сибири.



Рисунок 9 – Одна из первых операций ГРП, примерно 1949 г.
(Источник: «Halliburton»)

Гидроразрыв производился в основном для освоения нагнетательных скважин при внедрении внутриконтурного заводнения и в некоторых случаях на нефтяных скважинах. Кроме того, метод гидравлического разрыва

использовался для изоляции притоков подошвенных вод в скважинах с монолитными пластами; при этом горизонтальная трещина гидроразрыва, созданная в заранее выбранном интервале, использовалась в качестве водоизолирующего экрана. Массированный гидроразрыв в СССР не проводился. С оснащением промыслов более мощной техникой для закачки воды необходимость в широком проведении ГРП в нагнетательных скважинах отпала, а после ввода в разработку крупных высокодебитных месторождений Западной Сибири интерес к гидроразрыву в отрасли практически исчез. В результате с начала 70-х по конец 80-х годов в отечественной нефтедобыче гидроразрыв в промышленных масштабах не применялся.

Возрождение отечественного ГРП началось в конце 80-х годов в связи с существенным изменением структуры запасов нефти и газа.

Гидравлический разрыв пласта применяется для интенсификации притока нефти (газа) к забою скважины, вскрывающей низкопроницаемые коллекторы, путем создания в их призабойной зоне систему трещин. Для раскрытия естественных микротрещин и создания новых в призабойной зоне пласта создается давление, которое превышает бы прочность слагающего его материала. Это достигается за счет закачки технологической жидкости в продуктивный пласт с расходом, величина которого превышает расход жидкости, поглощаемой пластом. После фиксации образовавшихся трещин путем нагнетания в них пропанта гидравлическое сопротивление призабойной зоны существенно снижается и дебит скважины увеличивается.

На сегодняшний день ГРП является одним из основных вопросов, которым занимаются производители оборудования для нефтегазового сервиса.

Появившиеся несколько лет назад новые технологии направлены на то, чтобы сделать экономически выгодным добыву углеводородов на месторождениях, ранее считавшихся нерентабельными. В результате развития этих технологий рост добычи нефти и газа в последние годы привел к увеличению объемов выпуска оборудования для ГРП.

В настоящее время достаточно общепринятым фактом стала громадная польза гидроразрыва в большинстве скважин. Даже вблизи контактов с водой или газом, которые считались «смертью» для ГРП, высокопроницаемый ГРП теперь находит применение, так как он предлагает контролируемое распространение трещины и ограничивает депрессию на пласт.

На ранних стадиях применения ГРП сервисные и добывающие компании тратили много времени и денег на исследования. Теории, описывающие процесс ГРП становились все более сложными и, безусловно, более точными. Было произведено усовершенствование оборудования и материалов, используемых для осуществления ГРП.

Попытки углубления понимания и совершенствование процесса продолжались. Было доказано, что ГРП является очень эффективным методом

улучшения характеристик работы скважины и ее экономических показателей. Успешное применение ГРП было расширено в высокопроницаемых пластах обеспечением значительного уровня увеличения добычи в высоко-дебитных скважинах.

При осуществлении ГРП ставят следующие задачи:

- Увеличения добычи нефти из пласта;
- Изменения темпов падения добычи;
- Восстановления добычи из пласта;
- Увеличения дебита скважины;
- Оптимизации работы скважины.

Увеличение добычи из пласта – перед проведением ГРП для удаления растворимых солей и органических отложений, которые образовались в скважине во время добычи, может быть необходимым использование кислоты (и/или органических растворителей). Кандидатами для проведения ГРП также могут являться старые добывающие или нагнетательные скважины, которые ранее подвергались подобным обработкам. ГРП небольшого объема может быть эффективным для увеличения дебита скважины и снижения потерь давления (ΔP).

Изменение темпов падения добычи – при работе добывающих скважин даже незначительное падение пластового давления может вызвать загрязнение призабойной зоны и закупоривание перфорационных отверстий. ГРП применяют для повышения продуктивности призабойной зоны скважины. Созданные высокопроницаемые трещины увеличивают ФЕС пласта, зону дренирования и тем самым изменить темпы падения добычи (рис. 10).

Восстановление добычи из пласта – время от времени становится необходимым проведение ремонта добывающей скважины из-за негерметичности труб и других проблем, связанных с эксплуатацией скважины. В таких случаях необходимо заглушить скважину с помощью жидкости, плотности которой достаточно для предотвращения притока из пласта.

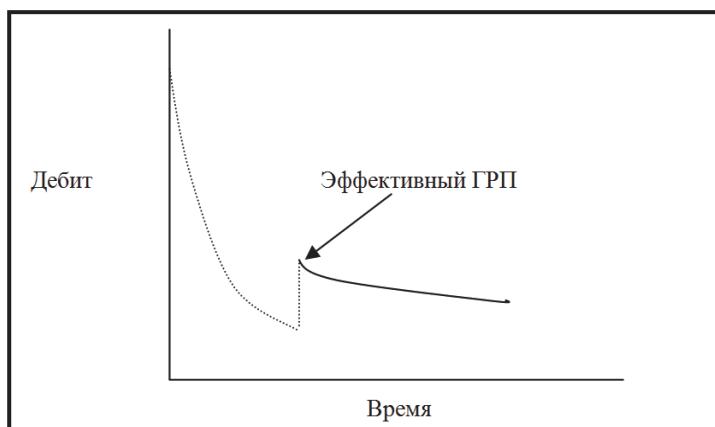


Рисунок 10 – Снижение темпов падения добычи с помощью ГРП

В зависимости от ряда факторов (предыдущие воздействия на пласт, пластовое давление, проницаемость пласта, минералогия) для глушения скважины может потребоваться значительное количество жидкости, содержащей полимеры, понизители водоотдачи, мехпримеси. Эти жидкости и последующие ремонтные работы могут быть причиной загрязнения призабойной зоны и снижения продуктивности скважины. Для восстановления добычи проводят ГРП.

Увеличение дебита скважины – одним из наиболее распространенных применений ГРП является увеличение дебита скважины за счет увеличения площади фильтрации продукции из пласта по созданным трещинам. Существует две наиболее важные характеристики трещины: 1) проницаемость трещины k_f , 2) протяженность трещины (длина трещины, L).

Оптимизация работы скважины – ГРП является отличным инструментом для управления разработкой. Оперативное бурение, заканчивание скважины и ГРП могут обеспечить значительную экономию средств при разработке месторождения за счет снижения числа скважин, необходимых для эксплуатации залежи. В высокодебитных скважинах проведение ГРП может быть выгодным для поддержания производительности скважины и увеличения площади дренирования с целью уменьшения срока окупаемости инвестиций. В газовых скважинах эффективный ГРП может быть использован для снижения дополнительных потерь давления, вызванных турбулентным течением (отклонения от закона Дарси).

При выборе кандидатов для ГРП необходимо сделать следующие шаги

- сбор данных о характеристиках пласта и конструкции скважины;
- определение потенциала скважины;
- оценка технического состояния скважины;
- расчет дизайна ГРП.

Перед проведением ГРП на конкретной скважине очень важно учесть всю ее историю, так как любое изменение в скважине может повлиять на тип необходимого воздействия на пласт. История добычи также может говорить о вероятности успеха проведения ГРП. Необходимые источники информации представлены в таблице 1.

Таблица 1

Необходимые источники информации для проведения ГРП

Тип данных	Источники данных	Назначение данных
-литология -тип горных пород -пористость -проницаемость -напряжения горных пород -градиент разрыва -вдавливание проппанта в горную породу	каротаж образцы керна опробование пласта исследование кривых восстановления давления отчеты о проведении ГРП в других скважинах ГИС диаграмма параметров бурения	Для определения: <ul style="list-style-type: none"> • типа воздействия • вероятной эффективности ГРП • максимального рабочего давления на поверхности • ухудшения проводимости трещины (разрушение проппанта или вдавливание в породу)
Состав пластовых флюидов	образцы керна опробование пласта каротаж	<ul style="list-style-type: none"> • для определения совместимости пластовых флюидов с рабочими жидкостями
Водонасыщенность	каротаж образцы керна	<ul style="list-style-type: none"> • для определения водонефтяного фактора, совместимости жидкостей и потенциального дебита скважины после ГРП
Пластовые аномалии или загрязнение	исследование кривых восстановления давления (КВД) опробование пласта геологические каты / разрезы	<ul style="list-style-type: none"> • для определения типа воздействия
Пластовое давление	исследование КВД или методом понижения уровня	<ul style="list-style-type: none"> • для определения ожидаемой продуктивности • для расчета индекса продуктивности по сравнению с соседними скважинами
Данные по добыче	история добычи испытание скважины на приток	<ul style="list-style-type: none"> • для расчета индекса продуктивности PI • для определения кратности увеличения дебита • для определения извлекаемых запасов • для определения вероятности успеха • для установления вероятных проблем при дизайне и проведении ГРП

Анализ разработки пласта включает в себя определение степени выработки запасов, увеличения продуктивности в результате ГРП, учет предполагаемого влияния на газовый фактор или водонефтяной фактор, изменения свойств горных пород продуктивного интервала и прилегающих к нему пластов, влияния трещины на ближайшие скважины и обзор другой имеющейся информации.

Текущие условия эксплуатации скважины влияют на результат проведения каждого ГРП. Поэтому, наличие более полной информацией о пласте необходимо для выбора кандидатов для проведения ГРП. Некоторые параметры должны быть рассмотрены в обязательном порядке:

- высокие газонефтяной или водонефтяной факторы;
- интерференция с соседними скважинами;
- геомеханические барьеры (включая литологические барьеры и горные напряжения);
- причина низкой продуктивности.

Технический анализ включает в себя возраст и техническое состояние НКТ, подземного и устьевого оборудования. Все оборудование должно выдерживать рабочие давления. После анализа свойств пласта и расчета потенциального прироста дебита скважины осуществляются расчеты максимальных рабочих давлений необходимых для проведения ГРП.

Во время проведения ГРП осуществляется закачка жидкости при высоких скоростях и давлениях для создания трещины и ее дальнейшего развития. Устьевое оборудование, колонны труб (включая обсадные, если подвержены нагрузке) и подземное оборудование должно выдерживать механическую нагрузку, прилагаемую при проведении операции.

Рабочее давление НКТ, обсадных колонн, устьевого и подземного оборудования должно быть сопоставлено с максимальным давлением, необходимым для проведения ГРП. Если какое–то оборудование не способно выдерживать предполагаемое рабочее давление, необходимо его заменить, ограничить рабочее давление или не рекомендовать данную скважину для проведения ГРП.

Оборудование для ГРП с использованием НТ комплектуется в постоянно действующие «флоты». Флот ГРП состоит из нескольких разновидностей оборудования. Производство насосных установок в достаточной степени традиционно, но существуют и другие агрегаты, составляющие комплекс оборудования для ГРП, которые требуют большого инженерного и производственного опыта. Главной составляющей этого комплекса является блендер, который, наверное, также является и наиболее сложной его частью. В настоящее время блендеры «Rolligon» имеют репутацию наиболее совершенных и надежных систем на отраслевом рынке. Современные флоты ГРП также оборудованы системами контроля и управления высокого уровня – Frac Van, которые позволяют осуществлять контроль и наблюдение централизованно. Система контроля флота ГРП NOV «Rolligon» использует проверенные на практике технические средства, которые эксплуатировались в полевых условиях на многих других передвижных устройствах в качестве надежных контролирующих систем. Они находят применение при проведении работ по гидроразрыву пласта, поскольку реализованная в них надежная электронная система контроля и регистрации данных позволяет оператору удаленно управлять этими работами на всех этапах их проведения.

Один из основных проектов NOV Hydra Rig, которому уже дан старт, – разработка и продвижение оборудования для гидроразрыва пласта на рынке России и СНГ. В этой связи еще одна компания, входящая в группу

Hydra Rig, – «Фидмаш», также сейчас занялась производством оборудования для ГРП, ориентированного на рынок стран СНГ.

На сегодняшний день группа компаний NOV Hydra Rig может предложить российскому нефтегазовому сервису три варианта при выборе оборудования для гидроразрыва пласта. Во-первых, если для компании предпочтительно использовать технику российского производства, то есть на произведенном в России шасси и с использованием произведенного в России или СНГ оборудования, можно заказать флот, целиком произведенный компанией «Фидмаш», в который эта компания интегрирует только произведенные «Rolligon» систему управления и блендер. С другой стороны, ряд российских компаний предпочитает использовать технику, полностью произведенную и собранную за рубежом. Для этих компаний может быть предложен флот ГРП, целиком произведенный и собранный в США компанией «Rolligon». Кроме этого, предлагается и комбинированный вариант: насосную установку производства «Фидмаш» и блендер от «Rolligon» со сборкой и наладкой комплекса на «Фидмаше», который затем и поставит оборудование заказчику. Этот вариант дает потребителю преимущество западной технологии и при этом местное гарантийное обслуживание, техническую поддержку и возможность покупки запчастей.

Технология проведения ГРП с помощью ГТ (HT) (метод AbrasiFRAC)*

Компания Schlumberger – один из мировых лидеров на рынке сервисных услуг – разработала эффективный метод сокращения продолжительности цикла ГРП и ввода новых скважин в эксплуатацию – AbrasiFrac*.

AbrasiFRAC * – технология ускоренного ввода скважин в работу, с проведением гидропескоструйной перфорации через ГНКТ (HT) и последующим проведением гидроразрыва пластов.

Качество обеспечиваемой перфорации было продемонстрировано во время практического теста на базе компании «Шлюмберже» в г.Пыть-Ях. Перфорация проводилась с помощью перфоратора AbrasiJET* на ГНКТ (HT) 44,4 мм с фазировкой 60 градусов и 3–мя открытыми насадками для гидропескоструйной перфорации с помощью абразивной смеси. Перфоратор был спущен в зацементированную трубу колонны марки Е диаметром 146 мм (толщина стенки 9,5 мм), цементное кольцо внешним диаметром 600 мм. Получены впечатляющие результаты: первые перфорационные отверстия получены через 1 минуту резки, через 3 минуты цементный камень в заколонном пространстве существенно вымыт с образованием каверн (рис. 11). Средний диаметр перфорационных отверстий составляет 15-19 мм, что полностью соответствует критериям успешности проведения ГРП и последующей добычи углеводородов.

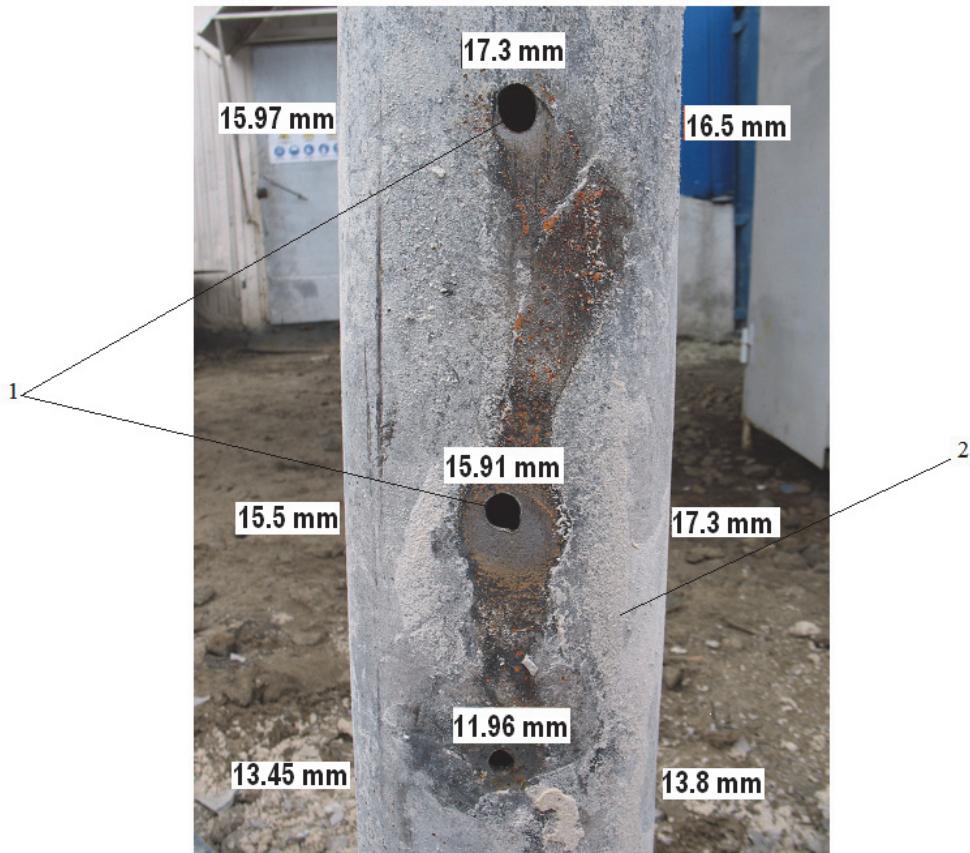


Рисунок 11 – Перфорационные отверстия AbrasiJET*
1 – перфорационные отверстия; 2 – обсадная колонна

Преимущества AbrasiFRAC.*

- Сокращение времени ввода новых скважин в эксплуатацию;
- Сокращение затрат на перфорацию и работу КРС;
- Пласти не подвергаются загрязнению растворами глушения КРС.

Оборудование AbrasiJET.*

- ГНКТ (НТ) Ø 44,45 мм;
- Коннектор ГНКТ (НТ);
- Централизатор Ø 110 мм;
- Насадка AbrasiJET Ø 76 мм с нагнетательными соплами (\varnothing 3,2 мм, \varnothing 3,6 мм, \varnothing 4,8 мм);
- Клапан обратной циркуляции;
- Насадка для обратной циркуляции.

Технические аспекты.

- Специальное устьевое оборудование:
- Достаточный Ø для прохода ГТ (НТ) с AbrasiJET;
- Выдерживает рабочее давление для проведения ГРП.

- Закачка жидкости ГРП и проппанта по ЭК;
- ЭК марки «Е» для работ AbrasiFRAC*

Через перфорационные отверстия, созданные перфоратором AbrasiJET, проводится закачка жидкости–разрыва и проппанта (проведение направленного ГРП). Это позволяет создавать дополнительные и раскрывать существующие трещины в продуктивной, а не в заглинизованной или водонасыщенной части пласта, это безусловно повышает производительность скважин.

Схема проведения направленного ГРП по технологии AbrasiFRAC* представлена на рисунке 12.

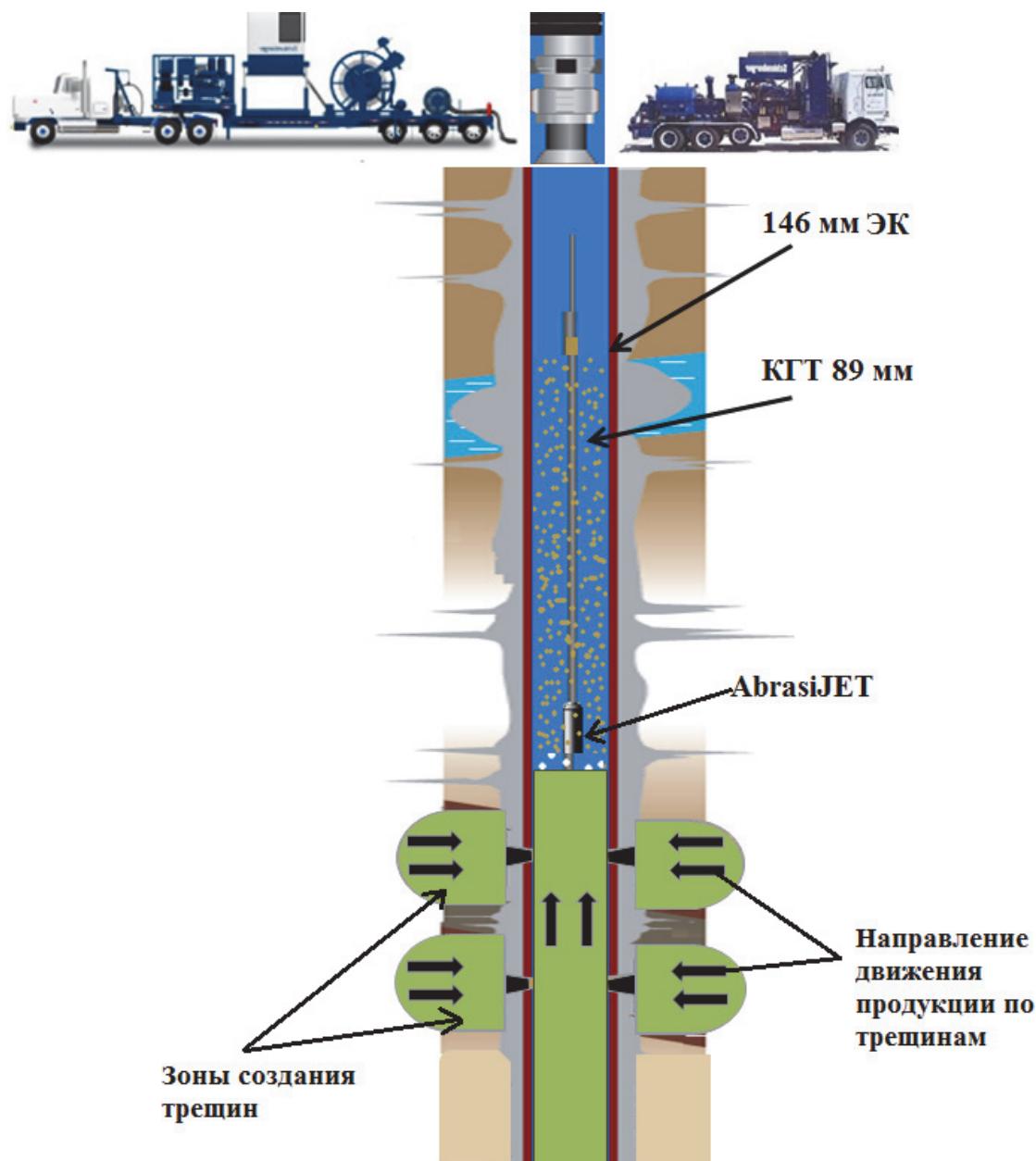


Рисунок 12 – Схема проведения направленного ГРП по технологии AbrasiFRAC*

Оборудование AbrasiFRAC, применяемого на ГТ (HT) (рисунок 13).*



Рисунок 13 – Оборудование AbrasiFRAC*

Перфоратор AbrasiJET, спускаемого на ГТ (HT).

Внешний вид перфоратора представлен на рисунке 14.



Рисунок 14 – Внешний вид перфоратора AbrasiJET

Характеристика перфоратора AbrasiJET

- Внешний / внутренний диаметры: 54 мм / 19 мм;
- 3 форсунки: 3.6 мм;
- Фазировка форсунок: 120°;
- Рабочий расход по жидкости: 330–335 л/мин;
- Скорость режущей струи: ~ 180 м/сек;
- Дифференциальное давление: ~ 160–170 атм.

Оценка эффективности по времени.

Затрачиваемые дни на ввод скважины в эксплуатацию в зависимости от количества стимулируемых пластов (табл. 2).

Таблица 2

Затрачиваемые дни на ввод скважины в эксплуатацию

Кол-во пластов	Обычный ГРП	AbrasiFRAC* ТТ	Разница (дни)
2	26	12	14
3	29	14	15
4	33	16	17

Компания «Шлюмберже» успешно провела более 100 ГРП в 34 скважинах по технологии AbrasiFRAC* на Приобском месторождении с помощью двух комплексов ГНКТ (НТ) AbrasiFRAC*. За это время успешно сделано более 2500 перфорационных отверстий и закачано более 9000 тонн проппанта в пласты через колонну. Суммарный цикл ввода всех новых скважин, на которых применена технология AbrasiFRAC*, сокращен более чем на 500 дней.

Преимуществом данной технологии является не только значительное сокращение продолжительности цикла ввода новых скважин в эксплуатацию и цикла ГРП, но и уменьшение рисков аварийности на скважинах за счет сокращения количества СПО пакера и НКТ, времени работ бригад КРС, работ по перфорации, а также уменьшение загрязнения призабойной зоны пласта жидкостью глушения. Все работы проводятся без глушения скважины. Существенно уменьшено время нахождения гелирующего агента.

та в пласте, так как промывка и освоение выполняется непосредственно после завершения последней стадии ГРП.

По информации ООО «РН-Юганскнефтегаз» дебит скважин, законченных технологией AbrasiFRAC* выше на 14% дебитов тех скважин, которые были закончены по технологии стандартного ГРП с большим количеством операций КРС. Технология надежно зарекомендовала себя и останется ключевой как для «Шлюмберже», так и для «РН-Юганскнефтегаза».

В России успешно осваивается многостадийный гидроразрыв пласта в боковом горизонтальном стволе скважины, законченной цементированным хвостовиком. Данные работы осуществило ООО «Лукойл – Западная Сибирь» совместно со специалистами компании «Шлюмберже», которые являются разработчиками уникальной технологии гидропескоструйной перфорации и гидроразрыва пласта «AbrasiFRAC». Проект реализован на Тевлинско-Русскинском месторождении ООО «Лукойл – Западная Сибирь». В пилотном проекте участвовали нефтяники Западной Сибири, подрядная организация «ПетроАльянс», специалисты «Шлюмберже».

Технология Isojet для проведения ГРП

Компания «Трайкан Велл Сервис» создана в 2000 году в городе Радужный (Нижневартовский район, ХМАО) с целью привлечения передовых зарубежных научно-технических достижений и технических средств в отраслевую технологию добычи нефти.

В конце 2009 года Компания была переименована в ООО «Трайкан Велл Сервис», до этого «Ньюко Велл Сервис».

В настоящее время, для компенсации снижения базовой добычи нефти, требуется ввод скважин в работу в короткие сроки, качественно и с наименьшими затратами. Компания «TRICAN WELL SERVICE» предлагает технологию ускоренного ввода скважины в работу Isojet.

Технология основана на непрерывной работе флота ГНКТ (НТ) выполняющего помимо основной работы, ещё и гидропескоструйную перфорацию, и флота ГРП выполняющего гидравлический разрыв пласта без ограничений по массе проппанта и других осложняющих факторов.

Требования к скважинам-кандидатам:

Проведение работ по технологии ISOJET возможно в любых скважинах:

- большая кривизна скважины;
- наличие хвостовика (114 или 102 мм);
- отсутствие усиленной эксплуатационной колонны.

Эффективно применение Isojet в скважинах:

• вскрывающие несколько пластов, особенно при наличии множества пропластков, которые можно подвергнуть ГРП по отдельности.

- несколько последовательных операций ГРП позволят обойтись

меньшей массой проппанта т.к. он не тратится на расклинивание глинистых перемычек, а размещается только в интересующих зонах.

Компоновка устьевой арматуры ISOJET.

Для последовательного проведения перфорации и ГРП требуется на колонную головку установить арматуру ГРП и оборудование ГНКТ (НТ).

Для того чтобы во время ГРП не извлекать перфоратор на непрерывной трубе полностью из скважины, предусматривается лубрикатор (длиной 2 м) между блоком ПВО и инжектором.

Компоновка устьевой арматуры ISOJET представлена на рисунке 15.

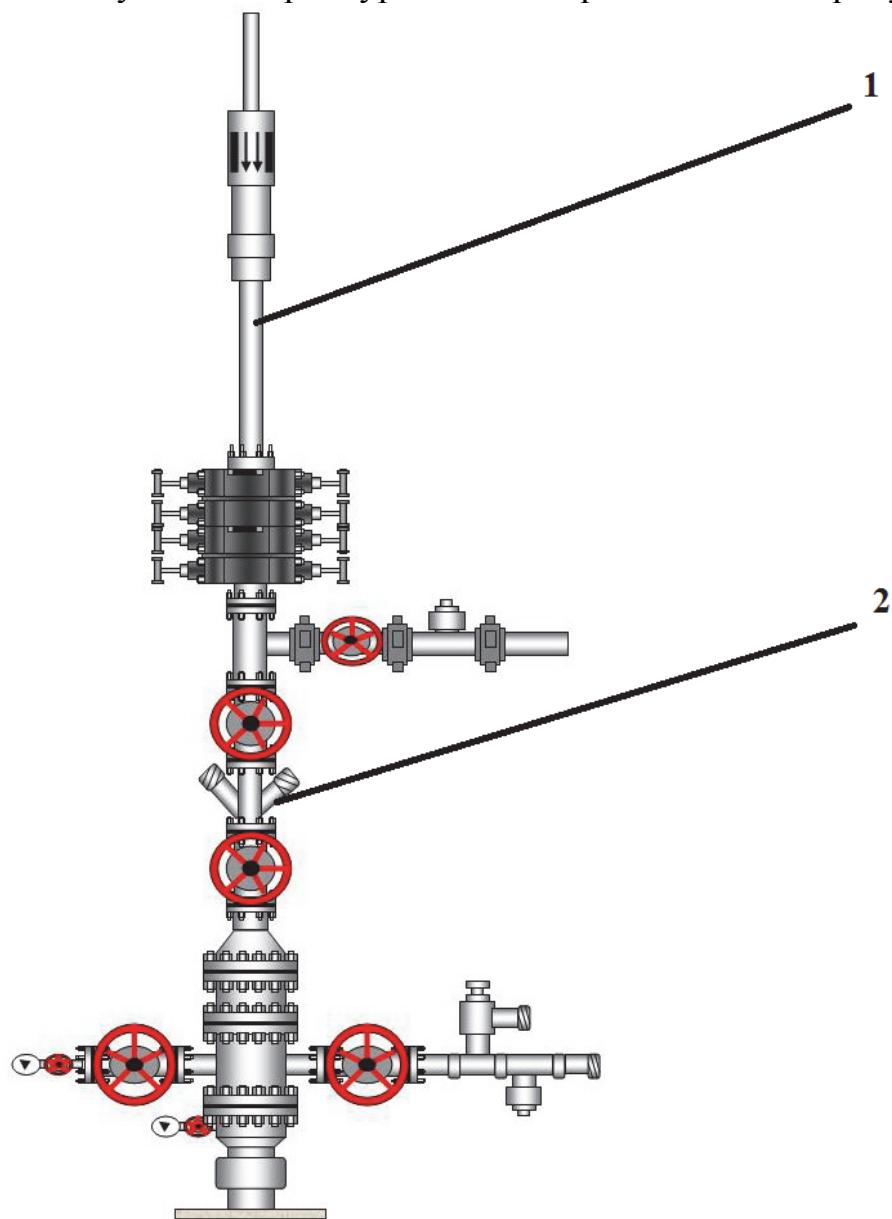


Рисунок 15 – Компоновка устьевой арматуры ISOJET

1 – арматура ГРП; 2 – тройник для подключения линии высокого давления

Перфорация проводится с помощью высокоскоростного гидропеско-струйного перфоратора (High Velocity Abrasive Perforator (HVAP)) закрепленного на непрерывной трубе диаметром 44 мм.

Для прохождения проппанта фракции 10/14 достаточно отверстия диаметром 9,5 мм (рисунок 16), время для одного интервала прорезки (3 отверстия) составляет 20 мин.

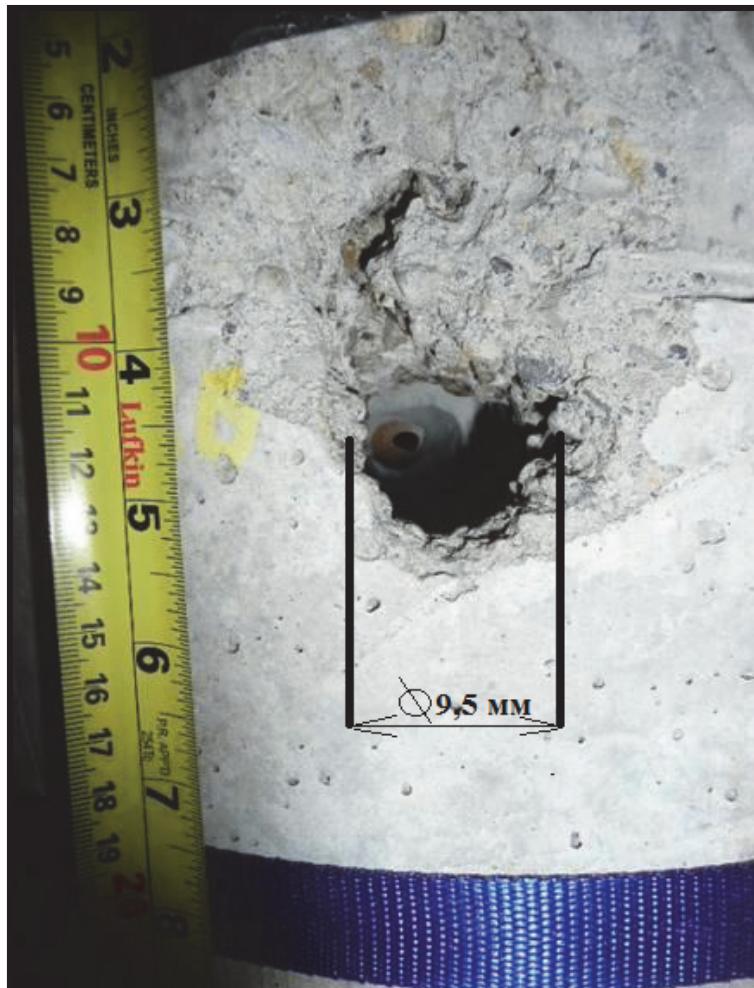


Рисунок 16 – Отверстия в заколонном пространстве

Схема компоновки низа колонны при проведении ГПП представлена на рисунке 17.

Особенности применения ISOJET в горизонтальных скважинах.

- Объемы песка – 120 кг/м³ жидкости, около 3 т на одну перфорацию
- Объемы жидкости – 90 м³ на перфорацию, около 1000 м³ на нормализацию после ГРП
 - Время – 7-8 дней (90% времени – нормализация и освоение)
 - Контроль глубины в горизонтальном стволе
 - Параметры нормализации – скорость выноса и азотирование, несущий агент – гель, 3 стадии нормализации – освоения.

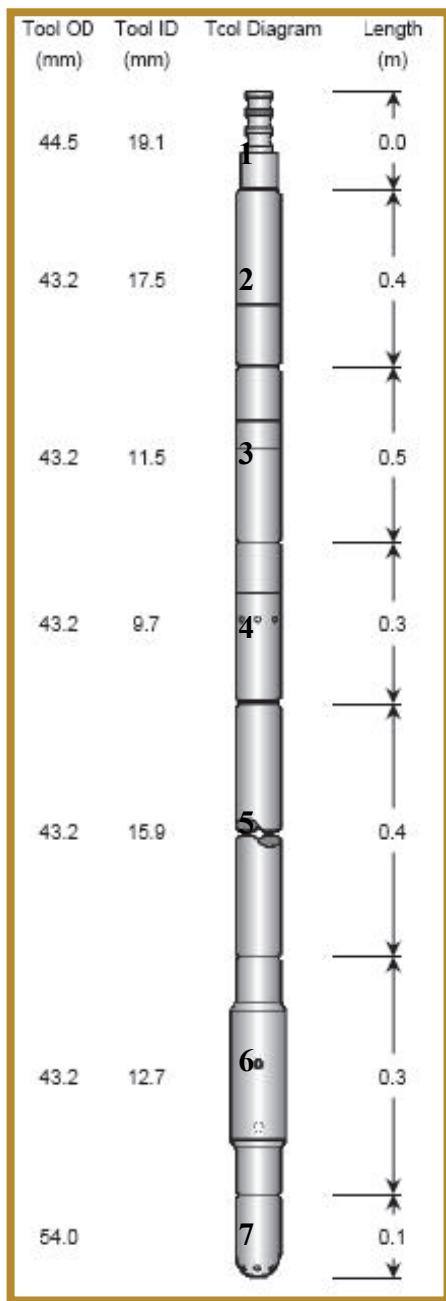


Рисунок 17 – Схема компоновки низа колонны при проведении селективной ГПП

1 – внутритрубный соединитель; 2 – двойной обратный клапан;
 3 – гидравлический разъединитель; 4 – циркуляционный порт; 5 – локатор НКТ;
 6 – гидропескоструйный перфоратор; 7 – высокоскоростная промывочная насадка

Пример проведения ISOJET представлен на рисунке 18.

После проведения высокоскоростной перфорации создаются селективные перфорационные отверстия (только в продуктивной части пласта), что позволяет затем провести ГРП селективного (струйного) действия через эти созданные перфорационные отверстия.

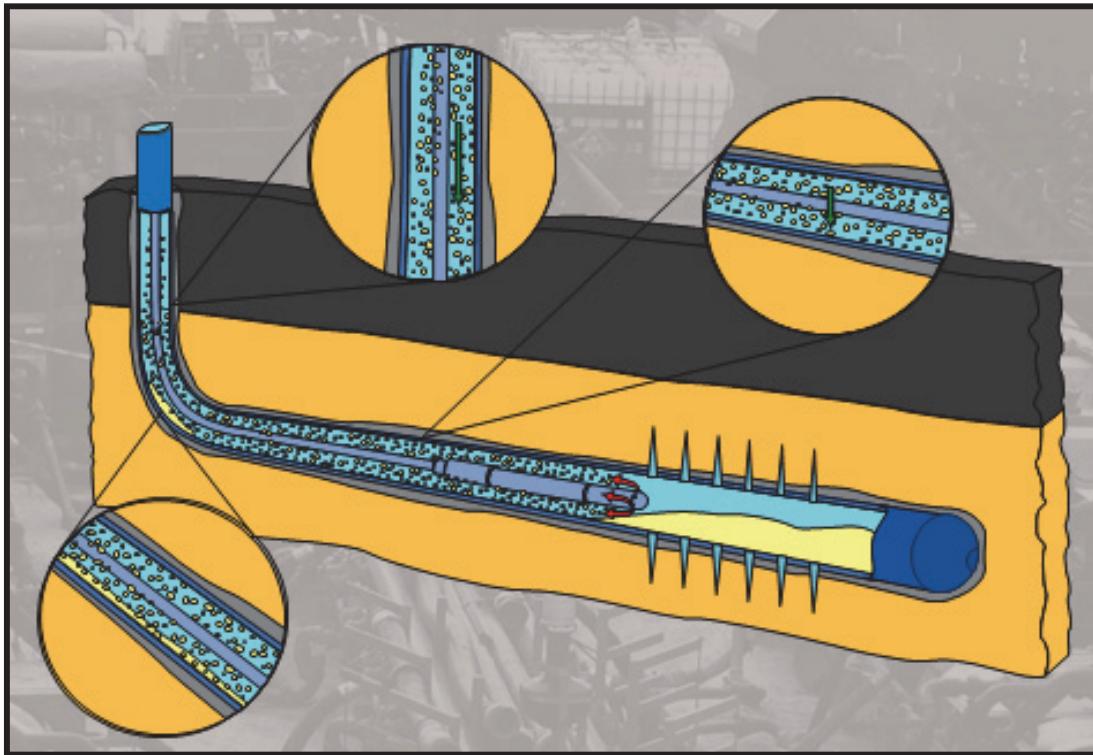


Рисунок 18 – Проведение струйного ГРП ISOJET
в горизонтальной скважине
1 – компоновка ISOJET; 2 – горизонтальный ствол

После проведения селективного ГРП проводится комплекс геофизических исследований (акустический каротаж широкополосный (АКШ) в интервале залегания кровли (не менее 15 м) пласта, его продуктивной части и подошвы (не менее 15 м), определение профилей притока термометрией и дебитометрией) и гидродинамических (стационарные и нестационарные режимы) исследований скважин. С момента запуска скважин проводится регулярный, не реже раза в неделю, замер режимов их работы, включая определение дебитов по нефти и жидкости, уровней жидкости, буферного и затрубного давлений.

Оборудование и материалы, применяемые при ГРП

- Колтюбинговая установка (рисунок 19), оснащенная непрерывной трубой с достаточно большим поперечным сечением, обеспечивающим заливку технологических жидкостей с необходимым расходом (обычно не менее 60,3 мм в диаметре).



Рисунок 19 – Колтюбинговая установка

- Забойная компоновка, включающая пакеры для изоляции зоны перфорации от полости скважины.
- Устьевое оборудование, состоящее из превентора и шлюза для спуска в скважину забойной компоновки (в ряде случаев шлюз заменяется системой из двух универсальных превенторов и промежуточной камеры).
- Насосный агрегат (рисунок 20) (обычно используется несколько агрегатов, работающих параллельно, а также резервный агрегат).



Рисунок 20 – Насосный агрегат

- Манифольд.
- Пескосмесительные агрегаты (рисунок 21).

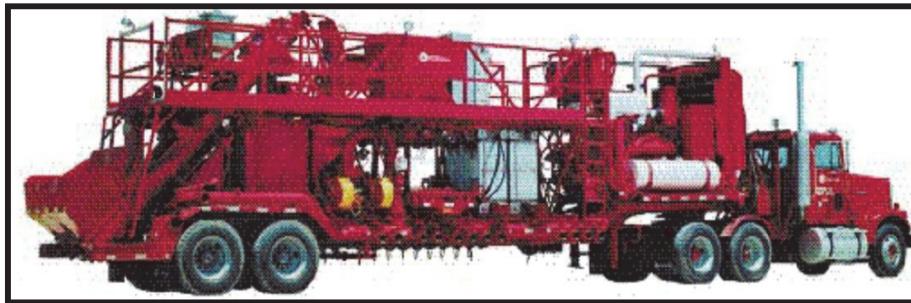


Рисунок 21 – Пескосмесительный агрегат

- Емкости для технологических жидкостей (жидкость разрыва, жидкость–песконоситель, продавочная жидкость).
- Станция управления процессом (рисунок 22).



Рисунок 22 – Станция управления процессом ГРП

- Материалы для проведения ГРП (проппант, технологические жидкости).

Описание технологии

Основные принципы выполнения ГРП с использованием колтюбинговых установок соответствуют существующим, разработанным для выполнения этих работ по классической технологии – с помощью агрегатов капитального ремонта скважин.

Отличия, обусловленные преимуществами колтюбинга, следующие:

- проведение процесса может быть выполнено при спуске оборудования в колонну лифтовых труб, что позволяет начать эксплуатацию скважины сразу же после выполнения ГРП;

- сокращается время выполнения работ, поскольку отпадает необходимость извлечения колонны лифтовых труб, находящихся в скважине, и спуска колонны НКТ с пакером для выполнения процесса;

- исключается операция глущения скважины для извлечения технологического оборудования и сопровождающая ее операция по вызову притока.

Технология выполнения ГРП с использованием колтюбинга подразумевает:

- монтаж на устье скважины противовыбросового оборудования;
- разворачивание комплекса оборудования для закачивания технологической жидкости;
- спуск в скважину непрерывной трубы с забойной компоновкой и перевод пакеров в рабочее состояние;
- приготовление технологических жидкостей к закачке в скважину;
- закачку расчетного объема жидкости–разрыва пласта;
- закачку расчетного объема жидкости–проппантоносителя;
- закачку продавочной жидкости;
- промывку скважины от проппанта, оставшегося в полости скважины;
- извлечение непрерывной трубы;
- гидродинамическое исследование скважины для определения эффективности выполненного ГРП.

Принципиальная схема ГРП представлена на рисунке 23.

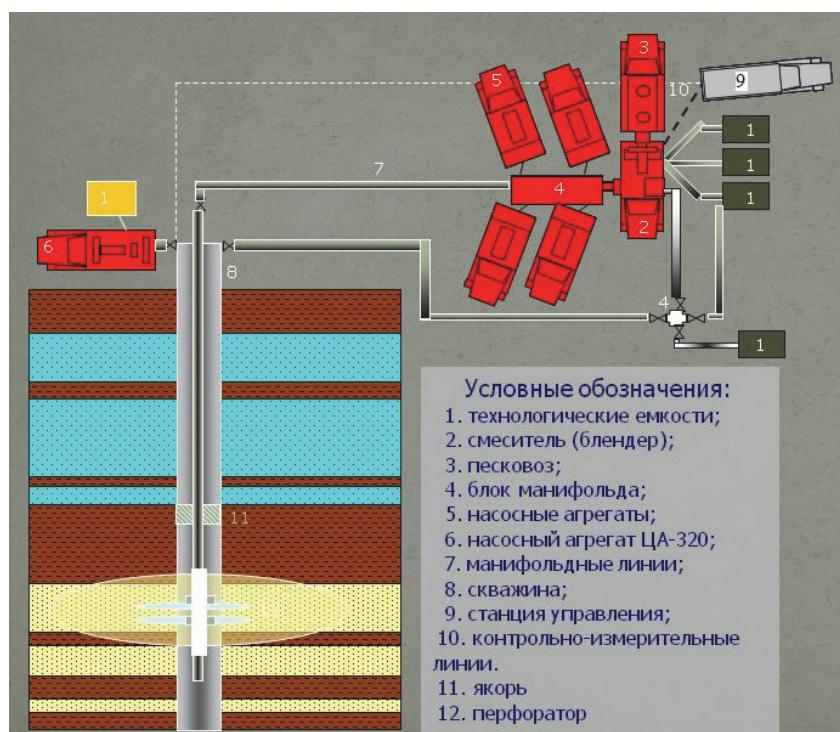


Рисунок 23 – Принципиальная схема проведения ГРП

Микросейсмический мониторинг ГРП

Из опыта нефтегазовых сервисных компаний, разрабатывающих технологии контроля качества ГРП, в настоящее время наиболее успешно эта задача решается с помощью микросейсмического мониторинга. В нефтегазовой индустрии она успешно применяется более 20 лет, позволяя получать данные для оперативной коррекции дизайна ГРП, минимизировать риски и оптимизировать увеличение отбора углеводородов при вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов. Первые успешные работы в России на основе применения скважинного пассивного сейсмического мониторинга были выполнены ОАО «ЦГЭ» в 2006–2007 годах при ГРП ачимовских отложений на Малобалыкском и Омбинском месторождениях ОАО «Роснефть» в Западной Сибири, а также в Казахстане на месторождении «Узень» АО НК «КазМунайГаз».

В последние годы наибольшее распространение получили работы по технологии наземных наблюдений, выполняемые в больших объемах ООО «Газмпром георесурс» и ООО «Викосейс» на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири.

Микросейсмика позволяет определять геометрию гидроразрыва пласта на достаточно больших расстояниях от места наблюдения (в скважинах или на поверхности), а также получать диагностические 3D-изображения в процессе образования и развития разрыва. Этим она существенно отличается от акустических методов, например, кросс-дипольного каротажа, применяемых для оценки азимута разрыва вблизи ствола скважины ГРП. Микросейсмические технологии обладают определенными преимуществами, заключающимися в более высокой надежности определения большинства геометрических параметров. Поэтому работы по технологии микросейсмического мониторинга ГРП являются актуальными. Суть микросейсмического мониторинга заключается в регистрации сейсмоэмиссионных процессов, сопровождающих образование трещинной зоны ГРП.

4.3 ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ

В отечественной практике вызов притока флюида из пласта производят путем создания депрессии на пласт снижением уровня жидкости в скважине вытеснением сжатым газом, чаще всего азотом. Высокая эффективность использования азота обусловлена его физико-химическими свойствами и влиянием на гидродинамические условия процесса. Газообразный азот, используемый в нефтяной промышленности взрывобезопасен, химически малоактивен, нетоксичен.

При выполнении данной операции производится поинтервальная продувка скважины через каждые 100–200 м с допуском НТ (рис. 24). Эффективность применения данной технологии многократно возрастет, если

в комплекте с колтюбингом используется азотно-бустерный комплекс для продувки скважин азотом.

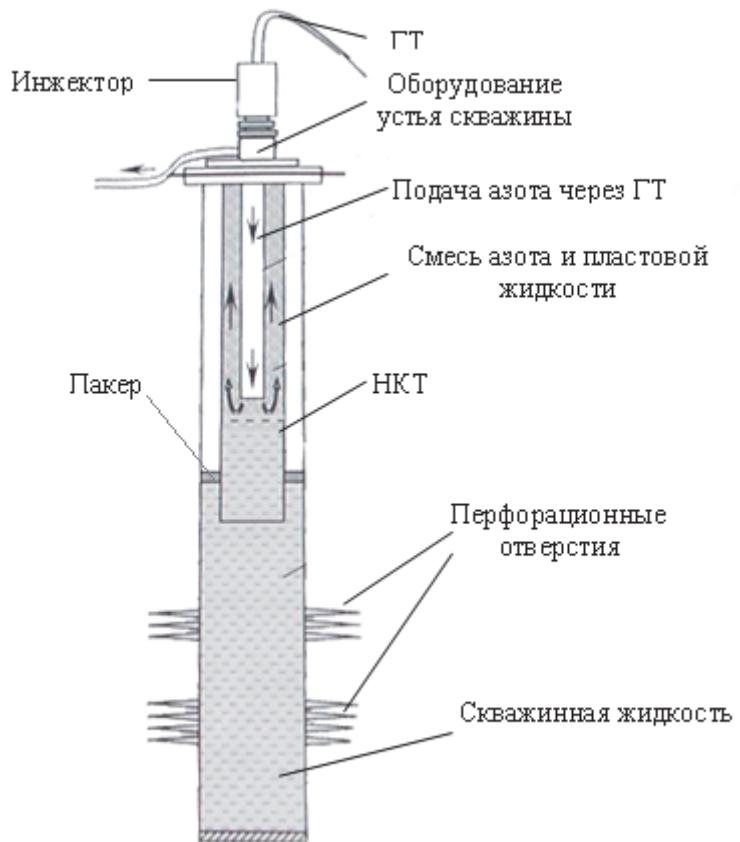


Рисунок 24 – Схема освоения скважины при использовании колтюбинговой и азотно-бустерной установкой

Вызов притока при освоении скважины газлифтным способом

Одним из способов уменьшения противодавления на пласт при вызове притока является удаление из скважины жидкости с помощью газлифта. Эта операция осуществима при спуске дополнительной колонны труб, по которой в скважину подается газ, аэрирующий жидкость. При этом подъем жидкости осуществляется по основной колонне лифтовых труб, которыми оборудована скважина.

При выполнении операций, связанных с использованием газлифта, помимо агрегата для работы с ГТ (НТ) у устья скважины монтируют дополнительное оборудование. Оно включает емкость для азота, компрессор и сливную емкость, если нельзя использовать трубопровод системы сбора продукции скважины.

Перед началом работы над устьем скважины монтируют комплект оборудования – превентор, устьевой уплотнитель, транспортер. Диаметр

используемой колонны непрерывных труб должен соответствовать диаметру лифтовой колонны. Это положение обусловлено тем, что гидравлические сопротивления в кольцевом канале, по которому поднимается смесь, должны быть технологически приемлемыми. В противном случае давление, необходимое для преодоления гидросопротивлений, может превысить пластовое давление. В этом случае газ будет закачиваться в пласт, то есть может образоваться так называемая «газотная подушка». Например, для колонны лифтовых труб с условным диаметром 73 мм необходимы непрерывные трубы с наружным диаметром 25–33 мм.

Вызов притока при освоении скважины газлифтным способом представлен на рисунке 25.

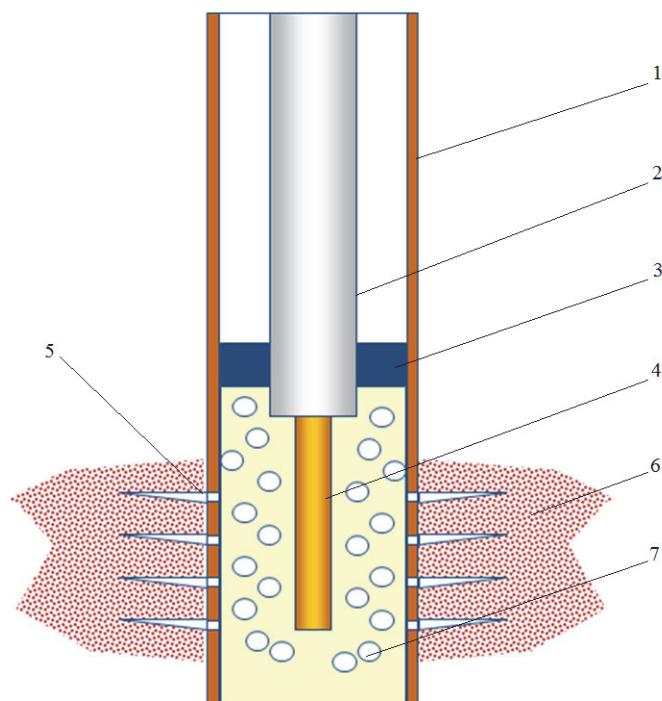


Рисунок 25 – Вызов притока при освоении скважины газлифтным способом

- 1 – обсадная колонна; 2 – НКТ; 3 – пакер; 4 – ГНКТ (НТ);
- 5 – перфорационные отверстия; 6 – продуктивный пласт;
- 7 – газожидкостная смесь

Для улучшения вспенивания жидкости и повышения эффективности процесса в нее вводятся поверхностно-активные вещества (ПАВ). После спуска непрерывной трубы до уровня нижних перфорационных отверстий в течение необходимого промежутка времени обеспечивают работу газлифта. Этот процесс необходимо поддерживать до тех пор, пока по колонне лифтовых труб станет подниматься пластовая жидкость. Далее, продолжая подачу газа, начинают подъем колонны. При этом необходимо контролировать состав и дебит жидкости, поступающей из скважины.

Следует отметить, что такая технология может также применяться для снижения уровня в скважине при проведении перфорации на депрессии в продуктивной зоне пласта.

Освоение скважин после ГРП

Основными требованиями к технологии освоения скважин после гидроразрыва пласта являются:

- проведение работ по промывке забоя и получению притока пластовых флюидов в минимальные сроки для сокращения времени простоя скважины;
- быстрое удаление технологических жидкостей и сохранение максимальной проницаемости трещины, созданной при ГРП;
- максимальное удаление незакрепленных частиц проппанта для понижения уровня выноса механических примесей;
- выполнение работ в стволе скважины на пониженном гидродинамическом давлении без потерь технологической жидкости в пласт во избежание снижения его коллекторских свойств.

Аналогичные работы выполняются после проведения гидропеско-струйной перфорации.

Оборудование и материалы

- Колтюбинговая установка.
- Насосная установка.
- Емкости для промывочной и отработанной жидкостей.
- Промывочные жидкости.
- Источник азота.

4.4 ЛОВИЛЬНЫЕ РАБОТЫ

К ловильным операциям с НТ относят извлечение надувных мостовых пробок, стыковочных втулок, забойных компоновок, частей колонн труб, кабеля и другие.

Применение колонны НТ имеет ряд преимуществ: она имеет более высокую прочность по сравнению с бронированным кабелем, позволяет использовать более тяжелые инструменты, обеспечивается постоянная циркуляция в скважине, быстрый монтаж и непродолжительное время спускоподъемных операций.

Вместе с тем установки с НТ имеют ряд недостатков. Сравнительно низкая прочность при растяжении ограничивает предельные усилия при подъеме, а отсутствие возможности обеспечить вращательное движение не

позволяет использовать скважинные кривые переводники, крюки, овершоты, яссы и другие механизмы.

Целесообразность применения НТ зависит от фактических скважинных условий и степени риска. Для того, чтобы правильно оценить возможность применения НТ в конкретной скважине и принять оптимальное решение о процессе ловильных работ, специалисты должны иметь достаточно полное представление о преимуществах и недостатках, прочности и предельных условиях использования НТ. При этом должен быть оценен и экономический риск, что в итоге определяет целесообразность применения установок с НТ или серийной установки для ремонта скважин.

В настоящее время при осуществлении ловильных операций с использованием НТ применяют инструменты нового поколения: гидравлически освобождаемые овершоты, соединители клинового типа с шейками для захвата ловильным инструментом, скважинные двигатели, предназначенные для вращения овершота, применяемого совместно с кривым переводником или крюком.

В соединителях клинового типа с шейками для захвата ловильным инструментом основным улучшением стала рассчитанная на тяжелые условия работы нормальная резьба (60,3 мм) для инструментов большого диаметра, которая обеспечивает увеличение прочности и минимизирует длину забойной компоновки за счет устранения переводников.

Предложено использовать обратные клапаны шарнирного типа, чтобы через них могли проходить шарики, приводящие в действие гидравлические разъединители.

Новые инструменты помогли минимизировать дополнительные ловильные работы в скважине. Например, гидравлически освобождаемый овершот, который разработан с целью освободить инструмент от постороннего на забое скважины предмета путем закачивания рабочей жидкости в НТ. Такой инструмент служит, в основном, для извлечения надувных мостовых пробок.

Некоторые гидравлические разъединители и пробки, устанавливаемые в профильных ниппелях, имеют внутренние ловильные шейки. Гидравлически освобождаемые инструменты разработаны в расчете на запирание в такой шейке и последующее освобождение, если находящийся на забое предмет не удается извлечь.

Улучшена конструкция гидравлического разъединителя. Такое устройство служит для освобождения от извлекаемого предмета, если попытка поднять его на поверхность окажется неудачной.

В настоящее время появились разъединители со срезными шпильками, защищенными от воздействия ударных нагрузок, которые стало возможным включать ниже яссов в спускаемую в скважину компоновку.

Объективно возникла необходимость применять с НТ скважинный двигатель. Для этих целей компания Drillex в кооперации с BP Exploration

модифицировали двигатель диаметром 88,9 мм с целью уменьшения длины и развиваемого вращающего момента, который стали включать в состав забойной компоновки при проведении ловильных работ.

Применение непрерывной трубы при ловильных работах имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными методами ремонта скважин. К примеру:

- работа при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины;
- ускорение спуска инструментов по сравнению с применением традиционных технологий выполнения СПО;
- более быстрое развертывание и свертывание по сравнению с традиционными установками;
- сокращение расхода трубы, потребляемых материалов и трудовых ресурсов;
- значительное сокращение затрат.

Среди преимуществ применения непрерывной трубы по сравнению с канатными операциями следует отметить:

- возможность циркуляции технологической жидкости в скважине;
- возможность вращения ловильного инструмента с помощью забойного двигателя;
- возможность выполнения работ в наклонных и горизонтальных скважинах.

Оборудование

Разнообразие условий выполнения ловильных работ предопределяет и соответствующие им компоновки инструментов, спускаемых на непрерывной трубе. В то же время можно говорить и о типовой компоновке, которая включает в себя следующие инструменты (описание дано сверху вниз): соединитель непрерывной трубы с инструментом, обратный клапан, гидравлический разъединитель, циркуляционный клапан, забойный двигатель или ясс, ловильный или породоразрушающий инструмент (овершоты, труболовки, ерши, ловушки, фрезы, расширители, резаки, долота, скребки, оправки), дополнительное оборудование (ускоритель ясса, утяжелитель, центратор, кривой переводник, якорь).

Для проведения ловильных работ зачастую также требуется дополнительное оборудование колтюбинговой установки: лубрикатор, тройники или крестовины, устьевое основание и т.д.

Использование непрерывной трубы требует применения специальных инструментов, спроектированных с учетом особенностей работы с непрерывной трубой.

Соединительное устройство используется для обеспечения присоединения к концу непрерывной трубы. Соединительные устройства имеют

конструкцию со шлипсами, цанговым патроном или вальцовкой. При необходимости передавать крутящий момент применяют соединители со шлипсами и цанговым патроном.

Обратный клапан предназначен для исключения противотока жидкости из полости скважины в непрерывную трубу. По конструкции клапаны бывают шариковые и тарельчатые. Особенностью конструкции тарельчатого обратного клапана является то, что он должен обеспечивать пропуск шаров, приводящих в действие гидравлические устройства, например, разъединитель.

Разъединитель обеспечивает отделение спущенного инструмента от непрерывной трубы. По принципу привода разъединители для непрерывной трубы делятся на разъединители со срабатыванием от внешней растягивающей нагрузки, разъединители с приводом от шара. На рисунке 26 представлен гидравлический разъединитель типа РГ.

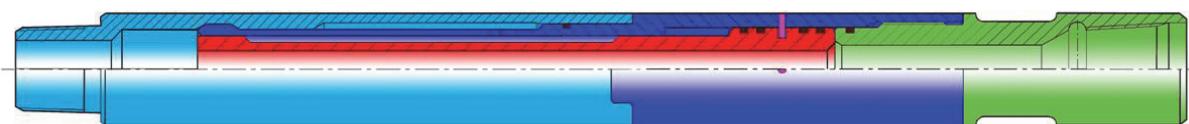


Рисунок 26 – Гидравлический разъединитель типа РГ

Гидравлический разъединитель типа РГ предназначен для освобождения непрерывной трубы от скважинного оборудования или извлекаемого предмета, если усилие, развиваемое установкой «непрерывная труба», недостаточно для ликвидации прихвата.

Разъединитель применяется в компоновке с забойными двигателями, ловильным инструментом; обеспечивает возможность восприятия крутящего момента от гидравлического двигателя.

Циркуляционный клапан предназначен для обеспечения пути циркуляции промывочной жидкости из колонны НКТ в кольцевое пространство выше забойного двигателя. Использование этого клапана предотвращает излишний износ забойного двигателя при необходимости продолжать закачку рабочей жидкости после окончания работ с ним. Привод циркуляционного клапана производится сбросом шара. Вспомогательным средством привода является дисковая диафрагма. В случае закупорки забойной компоновки повышенное давление, подаваемое с поверхности, приводит к разрыву диафрагмы и обеспечивает соединение с кольцевым пространством.

Перечисленный выше инструмент может быть собран в моноблоке, называемым надмоторной компоновкой (блоком головки забойного двигателя). Длина комбинированного инструмента значительно меньше по сравнению со стандартной длиной, что позволяет легкое манипулирование

и развертывание, а также эффективно уменьшает изгибающие напряжения в ловильной компоновке.

Ловильный инструмент. Спускаемый на непрерывной труbe инструмент имеет конструкцию, схожую с известными, и включает ту же номенклатуру: фрезеры, крюки, овершоты, захваты и т.п. На рисунке 27 представлен ловитель наружный типа ЛН.

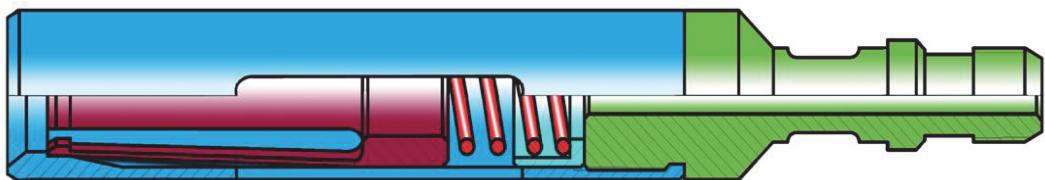


Рисунок 27 – Ловитель наружный типа ЛН

Ловитель наружный типа ЛН предназначен для захвата и извлечения инструмента с ловильными шейками $\varnothing 30$ мм и $\varnothing 35$ мм из скважины в колонне НКТ.

Ловитель спускается в скважину на канате или на безмуфтовой длинномерной трубе.

Овершот требуется для захвата извлекаемых предметов за наружную поверхность.

Гидравлический ясс. Поскольку использование механических яссов при работе с непрерывной трубой невозможно, применяют конструкции, основанные только на гидравлическом принципе действия.

Ускоритель используют совместно с гидравлическим ясом, с его помощью увеличивают усилия, создаваемые при ударе.

Забойный двигатель. Необходимость вращения инструмента при выполнении ловильных работ встречается достаточно часто. Поскольку для проведения рассматриваемых операций не требуется наличия высокого крутящего момента, как, например, при бурении, то становится возможным применять винтовые двигатели уменьшенной длины.

Шарнирные отклонители и кривые переводники обеспечивают возможность захвата предметов малых размеров, извлекаемых из скважины, если они располагаются не на ее оси, независимо от места их расположения на забое.

Гидравлический центратор обеспечивает расположение и самого себя, и соединенных с ним устройств по оси скважины.

Описание технологии

При проведении ловильных работ сначала тщательно контролируют состояние всех элементов компоновки и герметичность соединений. Такие

устройства, как гидравлически освобождающиеся овершоты и двигатели, должны быть испытаны с целью получения фактических значений давлений и расходов, при которых они срабатывают. В процессе проведения работ необходимо следить за состоянием участков непрерывной трубы, которые многократно деформируются при прохождении направляющей и намотке на барабан.

Эффект от применения непрерывной трубы при выполнении ловильных работ заключается, прежде всего, в развитии большего тягового усилия, чем инструментом, спускаемым с помощью канатной техники. Кроме того, облегчает осуществление ловильных операций возможность обеспечения циркуляции рабочей жидкости.

4.5 КАРОТАЖНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Использование непрерывных труб перспективно при выполнении ГИС, сопровождающихся необходимостью спуска различных приборов как в искривленные, так и горизонтальные скважины (рисунок 28).

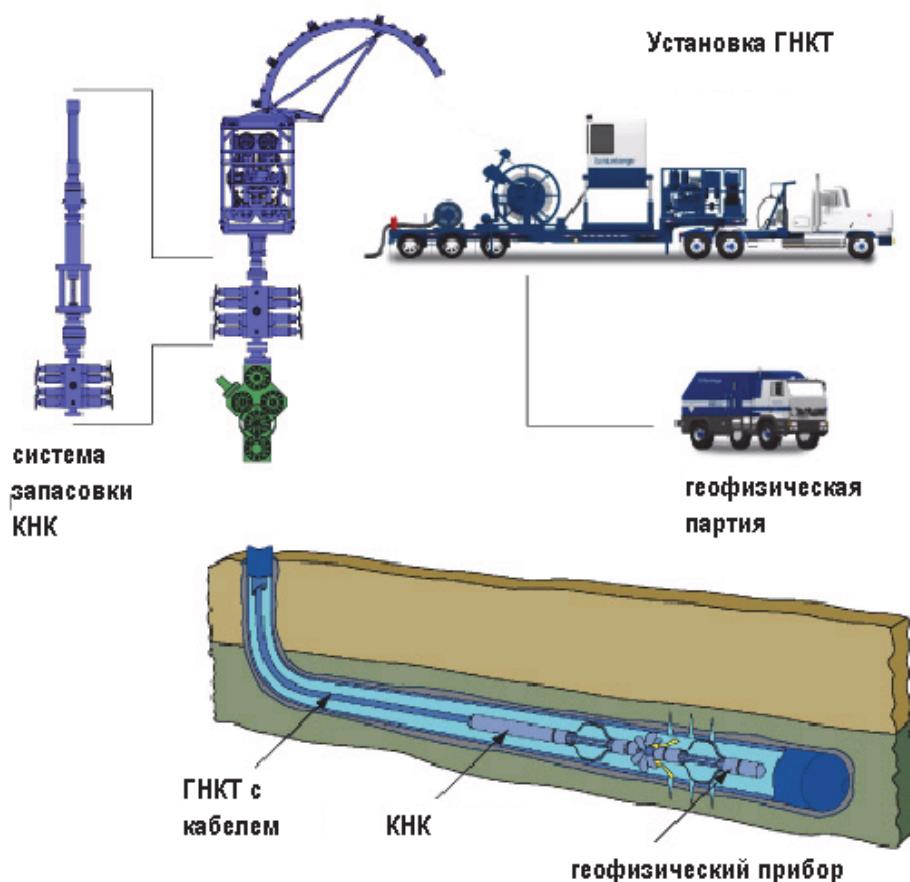


Рисунок 28 – Принцип работы ГИС с помощью ГНКТ (НТ) с кабелем

Колонна НТ в настоящее время является наиболее приемлемым и единственным средством для спуска каротажных инструментов в скважины с большим углом отклонения от вертикали и, прежде всего, в горизонтальные участки стволов.

Наряду с большей глубиной исследований и высокой разрешающей способностью, каротаж на колонне НТ обеспечивает ряд других преимуществ. Каротажные приборы могут быть спущены в наклонные стволы большой протяженности, при этом отсутствуют задержки, связанные с нарощиванием колонны. Измерения могут производиться непрерывно в пределах всей исследуемой зоны в необходимом диапазоне скоростей перемещения приборов.

Кабель может вводиться в колонну НТ одним из трех способов:

- 1) во время изготовления колонны НТ;
- 2) путем продавливания или протаскивания кабеля внутри ГТ (НТ) на поверхности;
- 3) в скважинных условиях.

В настоящее время освоено исследование скважин, длина горизонтальных участков которых достигает 1000 м и более. Таким образом, непрерывная труба представляет собой реальное средство доставки приборов и инструмента в нужную точку или интервал скважины. При этом геофизический кабель (рисунок 29) располагается внутри трубы и защищен от истирания, что является преимуществом по сравнению со спуском приборов на обычных трубах.

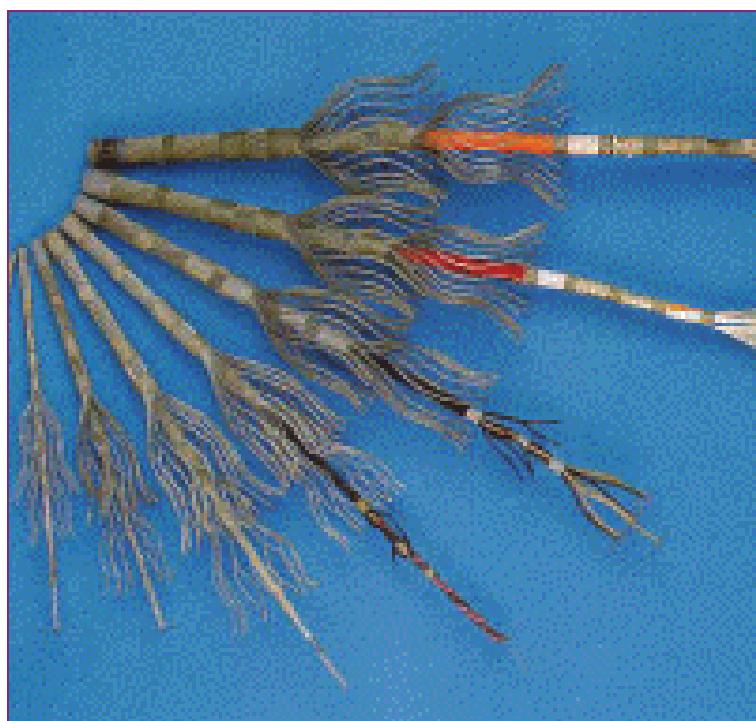


Рисунок 29 – Внешний вид геофизического кабеля

Устройство кабеля представлено на рисунке 30.

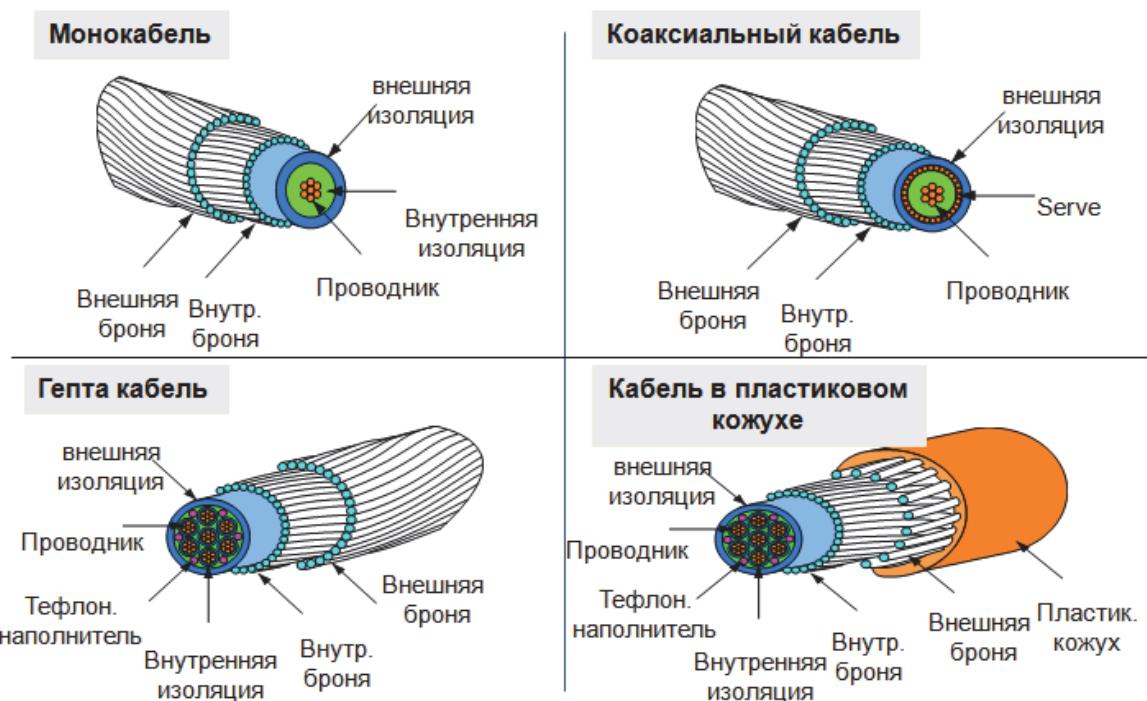


Рисунок 30 – Устройство кабеля

Использование НТ существенно повышает качество выполнения работ и достоверность получаемой информации, поскольку отсутствуют продольные колебания инструмента и его прерывистое движение. Измерения можно проводить в процессе спуска и подъема колонны НТ, со скоростью до 0,5 м/с.

Одновременно в процессе проведения исследований через колонну непрерывных труб можно подавать технологическую жидкость или азот для уменьшения гидростатического давления на исследуемые пластины. Подачу жидкости осуществляют также с целью уменьшения сопротивлений перемещению приборов в скважине. Особенно важно, что все эти операции выполняют без предварительного глушения скважины.

На колонне непрерывных труб, кроме приборов, могут спускаться перфораторы, так как НТ являются практически единственным в настоящее время средством их доставки в любые зоны горизонтальных скважин. Как показывает опыт их использования, одновременно на НТ могут быть спущены перфораторы, обеспечивающие прострел горизонтальной скважины на участке до 300 м. К преимуществам использования НТ для доставки перфоратора следует отнести снижение гидростатического давления в скважине при их применении.

Аппаратура крепится к колонне НТ при помощи специальной соединительной головки с обратным клапаном и аварийным разрывным устройством, позволяющим в случае необходимости отсоединить колонну труб от аппаратуры. При этом трубы поднимают вместе с кабелем, кабельным зажимом и обратным клапаном, а в скважине остается аппаратура, верхняя часть которой заканчивается конусом с шейкой для захвата ловильными инструментами.

Для регистрации глубины расположения приборов используют, помимо механического, дублирующий электронный счетчик, что повышает точность проведения работ и упрощает регистрацию информации с помощью электронных средств.

Наземное оборудование должно быть соответствующим образом приспособлено для ведения каротажных работ. Так, узел вертлюга в барабане для намотки непрерывных труб нужно снабжать дополнительным токосъемником, позволяющим передавать электрические сигналы от кабеля, вращающегося вместе с барабаном, к электронному оборудованию, расположенному на поверхности в лаборатории.

Оборудование

- Колтюбинговая установка (внутри непрерывной трубы заранее пропускают геофизический кабель, а барабан снабжают токосъемником).
- Переходный узел с циркуляционными отверстиями, срабатывающим при определенной величине давления, шлипсы для удержания кабеля и специальный разъем для присоединения кабеля к инструменту (для соединения каротажных приборов с непрерывной трубой).
- Дублирующий электронный счетчик (помимо механического счетчика).

Наземное оборудование (рисунок 31) должно быть соответствующим образом приспособлено для ведения каротажных работ. Так, барабан для намотки непрерывной трубы нужно снабжаться токосъемником, позволяющим передавать электрические сигналы от кабеля, вращающегося вместе с барабаном, к электронному оборудованию, расположенному в лаборатории.

Преимущества применения установки с непрерывной трубой

- Меньшие затраты времени на спускоподъемные операции инструмента, чем при использовании кабеля;
- больший диапазон скоростей перемещения приборов и инструмента во время исследований;
- проникновение в любые участки горизонтальных скважин;
- повышение качества выполнения исследовательских работ;

- возможность совмещения вызова притока и других операций, связанных с воздействием на пласт, с каротажными исследованиями;
- обеспечение возможности работы в необсаженных скважинах.



Рисунок 31 – Наземное оборудование

Методы получения данных по скважине

- Автономные датчики давления и температуры;
- Автономные приборы ГФИ
 - Датчик профиля притока;
- ГИС с помощью ГНКТ (НТ) в горизонтальных скважинах
- Все существующие методы ГФИ;
- Система ACTive
- Оптоволоконные технологии;
- Термо-профиль по стволу скважины;
- Датчики давления и температуры (рисунок 32).



Рисунок 32 – Датчики давления и температуры

Автономные приборы регистрации представлены на рисунке 33.



Рисунок 33 – Автономные приборы регистрации

4.6 ОБСЛЕДОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИНЫ

Обследование скважины – это работы по определению глубины забоя, состояния эксплуатационной колонны, местонахождения и состояния аварийного подземного оборудования и др.

Обследование скважины с помощью печатей (плоских, конусных и универсальных) начинают с проверки состояния эксплуатационной колонны, оставшейся в скважине НКТ, насосов, штанг и других предметов.

Печать представляет собой металлический корпус, покрытый свинцовой оболочкой толщиной 8–10 мм, меньше диаметра колонны на 10-12 мм. Вместо свинцовой оболочки иногда используют сплав АС, состоящий из 98 % алюминия и 2 % сурьмы – для универсальной печати.

Печать спускают на НКТ или бурильных трубах и по отпечатку на печати судят о состоянии верхнего конца аварийного оборудования, а также о состоянии стенки эксплуатационной колонны на участке нарушений, смятий, трещин и т.п.

Однако наличие дефектов в резьбе, продольных трещин в колонне печатью обнаружить невозможно. Для этого необходимо провести опресовку колонны, которая проводится после установки пакера

При недостаточно умелом обращении с печатью свинец может сильно смяться, дать неясный или двойной отпечаток, в результате чего потребуется повторный спуск печати или может сложиться неправильное представление о расположении извлекаемых предметов или о характере нарушений в колонне.

Конусная печать – предназначена для получения отпечатков стенки эксплуатационной колонны, участков смятий, трещин и т.д. Свинцовую оболочку изготавливают таким образом, чтобы диаметр широкой части был на 10 мм меньше внутреннего диаметра обследуемой колонны, а нижняя часть конуса на 50 мм меньше широкой части.

Объемная печать – предназначена для определения контуров предметов, находящихся в скважине (рис. 34).

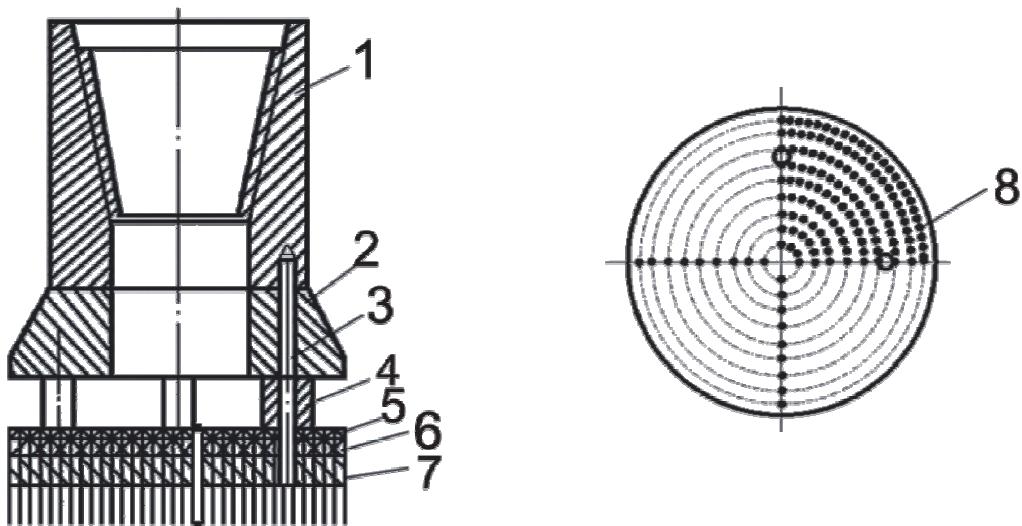


Рисунок 34 – Объемная печать

1 – корпус; 2 – переходник; 3 – винты; 4 – втулка; 5 – стопорная плита;
6 – эластичная прокладка; 7 – направляющая плита; 8 – стержни.

Плоская печать – предназначена для получения отпечатков предметов находящихся в скважине. Диаметр цилиндрической части свинцовой оболочки печати должен быть меньше внутреннего диаметра колонны на 10-12 мм.

Актуальность обследования технического состояния скважин видеосъемкой.

Актуальность применения скважинной видеосъемки обусловлена возможностью прямого наблюдения внутреннего пространства скважин (стенок и перфорации колонн), что позволяет получать однозначную и достоверную информацию о техническом состоянии и условиях работы скважин.

Современные методы глубинной видеосъемки позволяют провести визуальный осмотр в скважине на глубине и точно определить техническое состояние. Обследование состояния скважин с использованием глубинной видеосъемки при проведении капитального ремонта скважин, при разрешении различных аварийных ситуаций и других технических задач позволяет за короткое время получить точную информацию о техническом состоянии скважины на глубине, что значительно экономит время, трудовые и финансовые затраты.

К примеру, в ООО «Технологии исследования скважин» (ТИС) разработана и сертифицирована система глубинной видеосъемки в скважинах под названием «АРГО».

Система состоит из глубинной видеокамеры, электрооптического кабеля и регистратора. Глубинная видеокамера состоит из кабельной головки, герметичного корпуса и специального объектива, оснащенного свето-

диодами освещения. Камера опускается и работает посредством геофизического электрооптического кабеля, содержащего оптоволоконную жилу, позволяющую передавать без потерь четкий сигнал с глубины до 4-5 км. На поверхности сигнал регистрируется и производится запись видеонаблюдения. Камера способна производить съемку при температуре до +80⁰С и наличии оптически прозрачной среды в скважине. В нефтяных скважинах, как правило, происходит разделение нефти и воды по стволу. Даже при небольшой обводненности продукции, большая часть столба жидкости представляет собой оптически прозрачный флюид. Сложнее получить оптическую видимость при наличии газа, так как он может образовывать с водой непрозрачную эмульсию. Эта проблема решается остановкой скважины и уравниванием давления.

Во время видеонаблюдения практически всегда четко и наглядно фиксируются муфты труб, выходы из насосно–компрессорных труб в обсадную колонну, различные переходы в насосно–компрессорных трубах со сменой диаметра. В работающей газовой скважине статический уровень жидкости «бурлит» под действием поднимающегося газа и неравномерно колеблется в интервале 10-20 см.

Обследование состояния скважин с использованием глубинной видеосъемки при проведении капитального ремонта скважин, при разрешении различных аварийных ситуаций и других технических задач позволяет за короткое время получить точную информацию о техническом состоянии скважины на глубине, тем самым экономить время, трудовые и финансовые затраты.

Немалую часть фонда месторождений нефти и газа составляют аварийные и простоявавшие в ожидании капитального ремонта скважины. Использование видеонспекции при ремонте таких скважин во многом упрощает работу. Видеоинформация о состоянии забойного оборудования, рабочих интервалов и мест притока флюида в ствол скважины актуальна и необходима при добывче углеводородов.

Примеры обследования скважин при помощи скважинной видеосъемки представлены на рисунках 35 – 38.

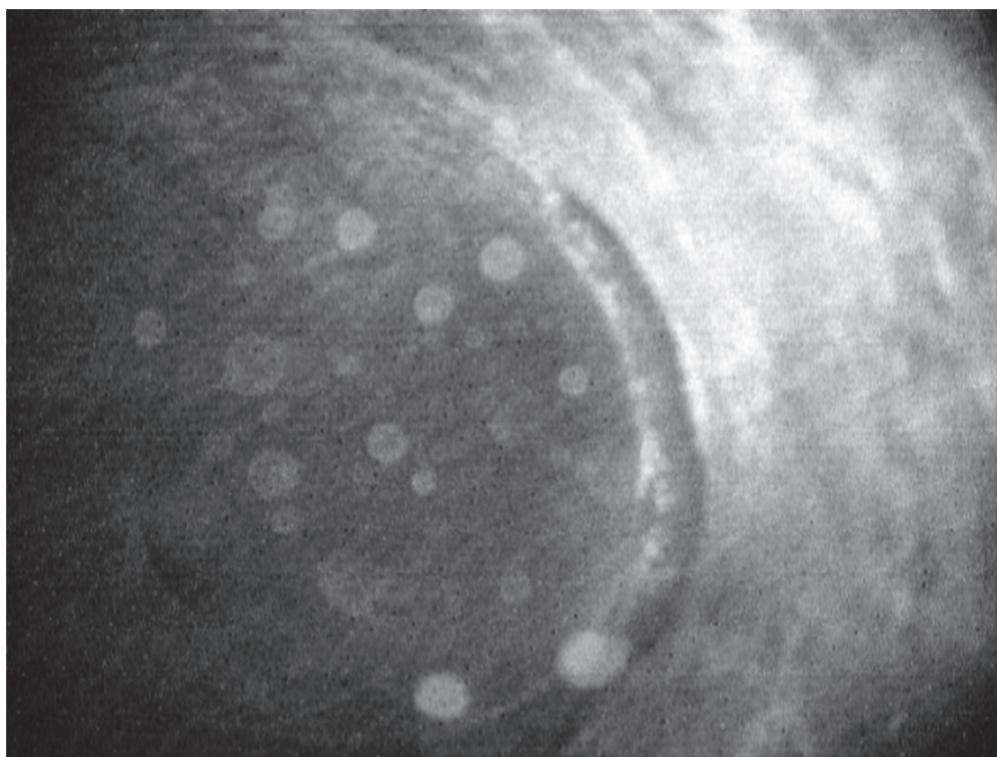


Рисунок 35 – Скважинная видеосъемка выявила каверны в открытом стволе скважины

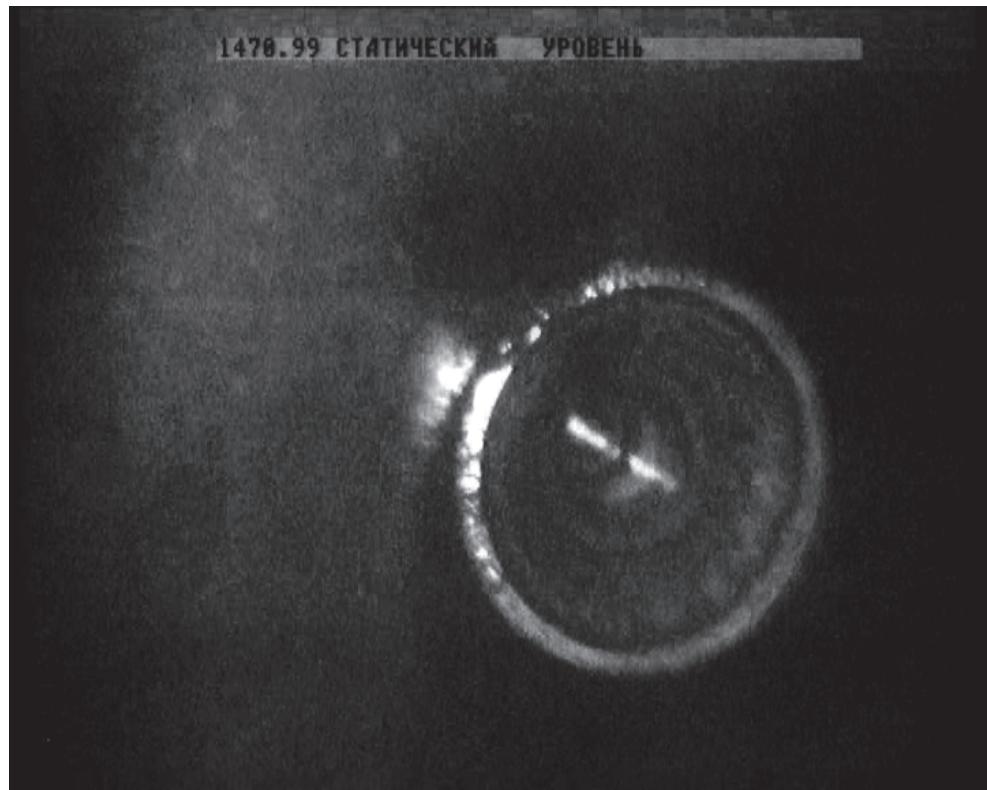


Рисунок 36 – Определение «головы» НКТ в обсадной колонне



Рисунок 37 – Определение статического уровня жидкости гашения

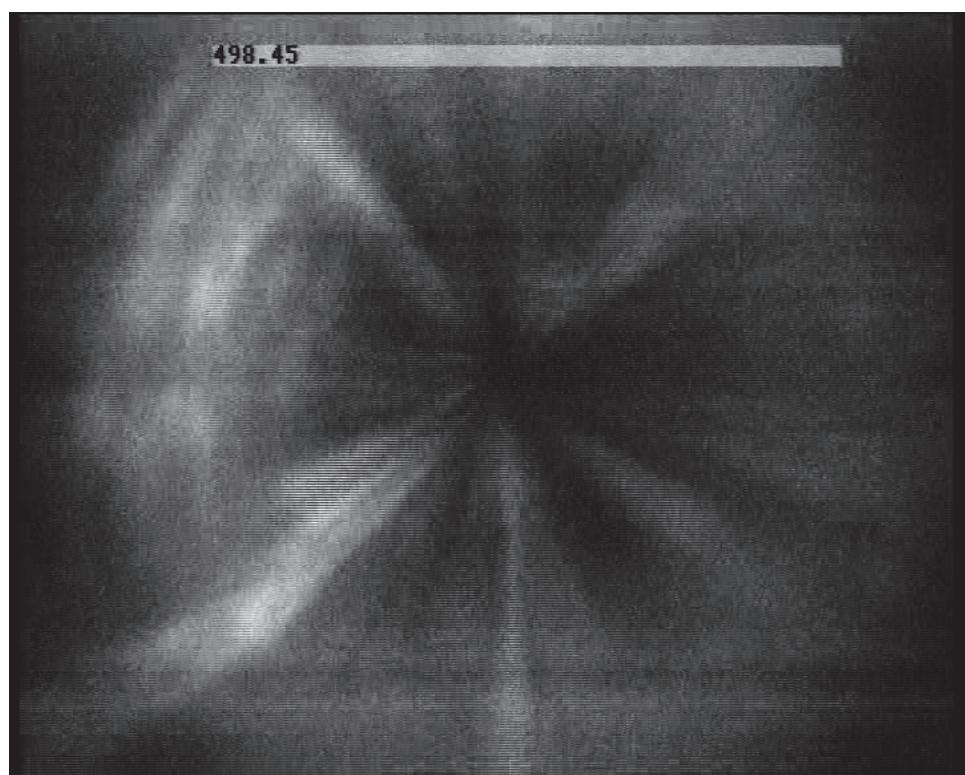


Рисунок 38 – Капли жидкости пролетают со встречным потоком газа в работающей скважине

Система «Арго» (рис. 39) основана на использовании оптического канала связи между видеокамерой и регистратором, что позволяет осуществлять передачу большого потока информации без помех и потерь с глубины 4–5 км. Видеозапись ведется по средствам оцифровки видеосигнала в любом желаемом формате, поэтому дальнейшая обработка и редакция видеоматериалов возможна на любом современном программном обеспечении для обработки видео [23,24].



Рисунок 39 – Система глубинной видеосъемки компании «Арго»

Процесс проведения интерпретации включает в себя три основных этапа: 1 – просмотр видеоматериалов и вырезка наиболее информативных отрывков и кадров из видеозаписи; 2 – дополнительная обработка вырезанных отрывков и кадров видеозаписи; 3 – сопоставление результатов видеосъемки с уже имеющейся информацией по скважине, выводы на основе анализа комплексного сопоставления.

Просмотр полученных видеоматериалов. Просмотр видеонспекции одной скважины осуществляют два человека и более. Необходимость такого дублирования связана с высоким «человеческим фактором» при просмотре. Каждый наблюдатель проводит тщательный просмотр видеоматериалов с замедлениями и покадровыми перемещениями на интересных интервалах. Все представляющие интерес отрывки фиксируются в специальной таблице по счетчику глубины и времени в видео-файле. Заполнение

таких таблиц позволяет легко сопоставлять показания разных наблюдателей и быстро ориентироваться в исходных материалах при дальнейшем монтаже.

Дополнительная обработка вырезанных отрывков и кадров видеозаписи. По каждому информативному интервалу видеозаписи вырезается отдельный видеоклип. В некоторых видеоклипах для удобства визуального восприятия выполняется замедление скорости воспроизведения. Там, где требуется точно определить форму и относительный размер того или иного объекта, вырезаются отдельные кадры или целые серии кадров. Размер внутрискважинных объектов и предметов определяется по показаниям счетчика глубины или сопоставлением с известными размерами в кадре. В некоторых клипах улучшается визуальное восприятие после настройки яркости и контраста или применении инверсии цвета (негатива).

Подведение итогов и выводы. Все вырезанные полезные отрывки и кадры сопоставляются с уже имеющимися сведениями о конструкции, результатами проведенных ГИС и прочими данными. На основе этого сопоставления делаются выводы и подводятся итоги относительно поставленного технического задания. Далее монтируется краткий фильм–видеоотчет и составляется печатный отчет с кадрами и сериями кадров.

Схема комплекса работ по обследованию скважин видеосъемкой представлена на рисунке 40.



Рисунок 40 – Схема комплекса работ по обследованию скважин видеосъемкой

Разработанная технология позволяет:

- повысить эффективность капитального ремонта скважин;
- оперативно проводить мониторинг работы скважин.

Общий вид скважинной видеокамеры представлен на рисунке 41.



Рисунок 41 – Общий вид скважинной видеокамеры

Глубинная видеокамера «Арго» смонтирована в металлическом кожухе диаметром 42 мм и длиной 1000 мм, и снабжена специальным объективом окруженным светодиодами подсветки (рис. 42).

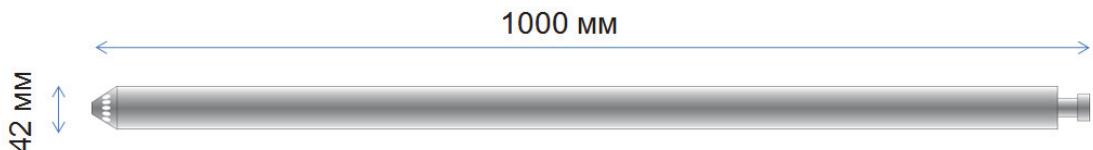


Рисунок 42 – Размеры глубинной видеокамеры «Арго»

Система регистрации на ПК представлена на рисунке 43.

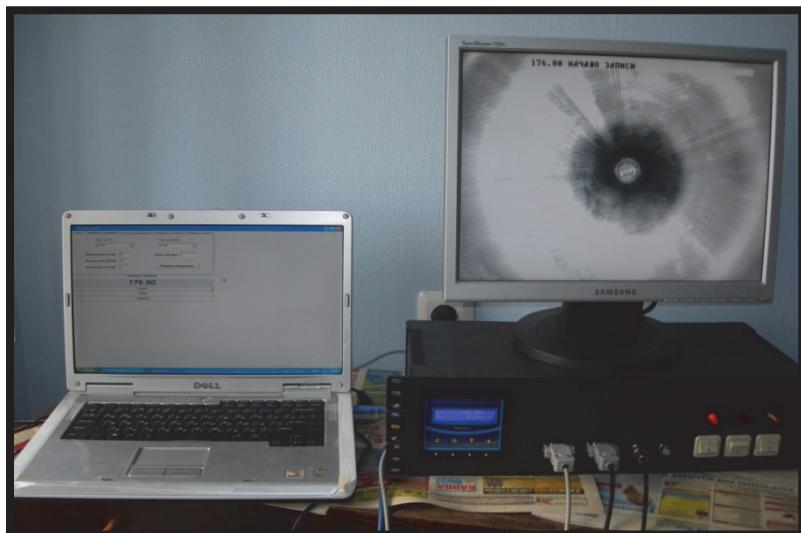


Рисунок 43 – Система регистрации на ПК

Оборудование и материалы

- колтюбинговая установка (внутри непрерывной трубы расположен кабель);
- внутрискважинная телевизионная камера и комплекс приемного и записывающего оборудования;
- насосная установка;
- емкость для технологической жидкости;
- технологическая жидкость.

Описание технологии

Технология выполнения работ полностью соответствует технологии проведения каротажных работ, только вместо геофизического оборудования к непрерывной трубе присоединяется погружная телевизионная камера. Подобные технологии обследования скважин известны и применяются в сочетании с классической технологией выполнения спускоподъемных операций на гибком кабеле, однако применение непрерывной трубы позволяет вывести эти работы на более высокий технологический уровень. Это обусловлено, прежде всего, точностью позиционирования камеры, возможностью выполнения непрерывной промывки скважины, а также снятием ограничений на профиль скважины, в которой выполняются работы.

Для работы используется колтюбинговая установка, снабженная барабаном, аналогичным барабану установки для выполнения каротажных работ. Спуск и подъем оборудования выполняется в режиме, соответствующем перемещению трубы при промывке НКТ или забоя скважины.

На сегодняшний день большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири вступили в позднюю стадию разработки. Это проявляется в снижении пластовых давлений, в увеличении обводненности добываемой продукции, а также большим наличием простоявавшего фонда скважин. Основную долю неработающего фонда составляют аварийные и осложненные скважины, нуждающиеся в проведении капитального ремонта.

К основным осложнениям и авариям, которые возникают при эксплуатации и ремонте скважин, следует отнести:

- нарушение целостности эксплуатационной колонны;
- обрыв насосно-компрессорных труб (НКТ);
- возникновение аварий, связанных с падением оборудования на забой скважины;
- оставшиеся в скважине или падение в нее отдельных предметов;
- закупоривание эксплуатационной колонны различными посторонними предметами;
- прихват пакера и др.

Технологический простой нефтяных и газовых скважин ведет к снижению объемов добычи нефти и газа, а также к неоправданным потерям времени и материальных средств.

Эффективность использования скважинной видеосъемки, по сравнению с печатями, проиллюстрировано во многих работах. Так в ходе работ по ликвидации аварии скважины N, связанной с обрывом УЭЦН, многократным спуском печати не удавалось однозначно идентифицировать забой скважины. Но после спуска скважинной видеокамеры и обследования забоя был получен четкий вид обломанной НКТ, прижатой к стенке эксплуатационной колонны.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что результаты видеосъемки позволяют избежать ошибочных решений, применить необходимый аварийный инструмент и определить эффективную технологию для проведения дальнейших работ по ликвидации аварии, избегая необоснованных затрат материальных средств и времени.

Исследование скважин установками НТ

С помощью колонн НТ получают более объективные данные о притоке, давлении и температурах в скважинах при непрерывной циркуляции жидкости или газа в скважине под давлением, то есть в условиях, не исключающих естественных процессов.

Такие замеры необходимы для точного определения температуры жидкости в скважине, что позволяет выявить интервалы поступления газа в скважины, места негерметичности НКТ и обсадных колонн, перетоков за обсадными колоннами.

Замеры шумов позволяют обнаружить однофазное или двухфазное течение, что позволяет точно определить место поступления газа или жидкости в обсадную колонну или в открытый ствол, выявить зону поглощения и интервалы перетоков жидкости за обсадной колонной и внутри нее.

Измерение плотности жидкости позволяет получить информацию о месте и типе жидкости, поступающей в скважину.

Измерение расхода жидкости дает возможность оценить скорости течения и относительные перемещения жидкости, выявить перетоки в проницаемые пластины и негерметичности труб и пакеров.

Совместными замерами расхода жидкости и плотности пользуются для обнаружения мест поступления в скважину воды.

Радиоактивный каротаж и радиоизотопные методы используют для количественной оценки скоростей течения и контроля заколонных перетоков, для чего в скважину закачивают радиоактивные материалы, растворимые в углеводородах.

Измерение плотности методом рассеянного гамма-гамма излучения позволяет точно установить верх границы гравийного фильтра, места прихвата труб, кровлю цементного камня, нарушения сплошности цементного камня, каверны в скважине и т. д. В целом, применение НТ существенно расширяет возможности каждого из известных методов исследований скважин, существенно повышая их информативность и объективность.

4.7 КОЛТЮБИНГОВОЕ БУРЕНИЕ (КТБ)

В 1964 г. впервые появились сведения об использовании непрерывной колонны НТ при бурении. Первая колонна НТ позволяла осуществлять циркуляцию бурового раствора в скважине и подавать электроэнергию к забойному электродвигателю. НТ имели наружный диаметр 66,6 мм и могли выдержать реактивный крутящий момент, создаваемый забойным электродвигателем.

С помощью такой колонны была пробурена разведочная скважина диаметром 120,6 мм в гранитах толщиной 300 м в штате Техас (США). Скорость проходки составляла 1,5...3 м/ч.

В 1976 г. фирма Flex Tube Service (Канада) разработала систему бурения, в которой использовались 60,3 мм НТ, 120,6 мм утяжеленные бурильные трубы (УБТ), забойный двигатель объемного типа и обычные 158,8 мм долота. С помощью этой системы бурили неглубокие (до 460 м) газовые скважины со средней скоростью проходки 32,6 м/ч. Примерно такие же скорости проходки зафиксировали при использовании обычного бурового оборудования. Предельная глубина бурения для системы Flex Tube составляла 910 м.

Первые результаты убедительно продемонстрировали, что реально осуществлять бурение с помощью забойных компоновок, спускаемых на сплошных безмуфтовых колоннах (непрерывных трубах или колтюбинга).

Достижения в области производства НТ и в технологиях буровых работ позволили значительно увеличить глубины бурения и расширить возможности регулирования траектории при использовании систем с непрерывной бурильной колонной.

В Канаде, в период 1992–1994 гг. с помощью НТ было пробурено 39 скважин.

Объективно было доказано, что по мере увеличения числа пробуренных скважин с использованием НТ затраты начали сокращаться по аналогии с тем, как это было при внедрении горизонтального бурения.

При бурении с использованием НТ наземное оборудование включает установку для спуска НТ через герметизированное устье, специальные устройства и механизмы подачи, циркуляционную систему и средства контроля в скважине. Все оборудование размещается автономно на трех стандартных трейлерах.

Колонна НТ не может вращаться, следовательно, бурение с использованием НТ не может вестись роторным способом.

Как при проводке прямолинейного ствола, так и в интервалах набора кривизны должны применяться специальные забойные компоновки.

В связи с текущим состоянием технологии бурения на НТ, отсутствием стандартов и многообразием конструкций буровых инструментов, спускаемых на НТ, необходимы более тщательные испытания инструментов на поверхности, чтобы убедиться в том, что они будут функционировать в ожидаемых скважинных условиях и не откажут в процессе бурения.

В целом можно выделить следующие преимущества и недостатки бурения на НТ.

Преимущества при бурении с использованием НТ:

- снижение стоимости бурения;
- существенная экономия времени на выполнение спуско-подъемных операций;
- возможно выполнение бурения без противодавления на пласт, что позволяет осуществлять добычу нефти и газа с минимальной вероятностью нарушения эксплуатационных качеств продуктивного пласта;
- обеспечена большая компактность и мобильность установок;
- не требуется специальных фундаментов;
- минимизировано воздействие на экологию, в том числе меньше объемы выносимого на поверхность шлама;
- снижение шумового воздействия;
- снижение металлоемкости процесса бурения;

- отпадает необходимость вращения колонны НТ, т. е. достигается меньшая энергоемкость применяемого оборудования и процесса бурения в целом;
- меньше объемы как бурения, так и ремонтных работ, чем при использовании обычного серийного ремонтного оборудования;
- требуется меньшее рабочее пространство на поверхности для монтажа оборудования (800 м^2 , по сравнению с 1500 м^2 , необходимыми для размещения самой малогабаритной буровой установки);
- устранен главный источник травматизма – ручное перетаскивание свечей;
- обеспечен текущий непрерывный контроль давления в скважине при любом виде работ;
- может быть обеспечена непрерывная циркуляция бурового раствора, в том числе, в процессе спуско-подъемных операций;
- минимизированы повреждения обсадной колонны.

В связи с тем, что НТ не имеют муфтовых соединений, их можно использовать для бурения при несбалансированном пластовом давлении с минимальным риском возникновения ГНВП.

Применение бурения на НТ предусматривает более качественную связь, кооперацию и сервисное обслуживание с поставщиками НТ. Для совершенствования и внедрения этой технологии большое значение имеют тщательное планирование и проектирование работ, выбор надлежащего оборудования, предварительное испытание непроверенных инструментов, а также обучение персонала навыкам бурения, спуско–подъема и операций по контролю в скважине при использовании НТ.

Бурение боковых стволов с наклонным или горизонтальным профилем выполняется в уже имеющейся вертикальной скважине через предварительно прорезанное окно в эксплуатационной колонне.

После прорезки бокового окна (или нескольких окон) бурильная труба извлекается и в скважину спускается колонна лифтовых труб. Эта колонна по окончании бурения используется для эксплуатации скважины.

В процессе бурения непрерывная труба спускается через лифтовую колонну. Совместимость бурового раствора с пластовой жидкостью и бурение в режиме депресии исключает кольматацию пор продуктивного пласта и позволяет периодически исследовать скважину на приток. После бурения отвода заданной длины в скважину опускается перфорированная эксплуатационная колонна.

Ограниченнная гидравлическим сопротивлением непрерывной трубы и ее прочностью максимальная подача бурового раствора может привести к снижению эффективности выноса частиц выбуренной породы восходящим потоком жидкости. Особенно актуальной данная проблема становится при бурении горизонтальных участков скважины. Для преодоления этого применяются различные добавки в буровой раствор или использование пен.

По окончании процесса бурения начинается эксплуатация скважины без проведения каких-либо мероприятий по вызову притока.

При наклонно-направленном бурении в состав компоновки нижней части бурильной колонны входит регулируемый кожух откоса, устройство для ориентирования забойной компоновки и блок датчика направления. Для корреляции пластов и управления направлением бурения возможно проведение гамма–каротажа и каротажа сопротивления непосредственно в процессе бурения. Для принятия решения о возможности применения КТБ необходимо оценить следующие параметры скважины:

- диаметры скважин;
- длина колонны НТ;
- глубина скважин;
- интенсивность искривления;
- забойная температура.

Диаметры скважин. Если извлечение имеющихся в стволе скважины НКТ нежелательно, то работы колтюбингом могут проводиться через эти НКТ. Для этого они должны иметь размер не менее 88,9 мм ($3\frac{1}{2}$ дюйма). По сведениям зарубежных исследователей, на Аляске получило достаточное распространение забуривание новых стволов с помощью КТБ из существующих скважин через НКТ 88,9 мм. Однако проведение работ через колонны диаметром от 114,3 до 139,7 мм ($4\frac{1}{2}$ – $5\frac{1}{2}$ дюйма) признается более выгодным в отношении моделирования сил, действующих на колтюбинг, и скорости очистки ствола. В буровой практике диапазон диаметров скважин, проводимых с применением КТБ, составляет от 69,9 до 120,6 мм ($2\frac{3}{4}$ – $4\frac{3}{4}$ дюйма), то есть для имеющихся колонн НКТ диаметром 88,9 мм может быть применима колонна непрерывных труб (НТ) диаметром от 69,9 до 76,2 мм ($2\frac{3}{4}$ –3 дюйма); для имеющихся непрерывных труб диаметром 114,3 мм ($4\frac{1}{2}$ дюйма) – колонна НТ диаметром 95,25 мм ($3\frac{3}{4}$ дюйма); и для имеющихся колонн труб диаметром 139,7 мм ($5\frac{1}{2}$ дюйма) и более – колонна НТ диаметром 120,6 мм ($4\frac{3}{4}$ дюйма). В то же время во многих случаях может быть целесообразным применение колонны НТ диаметром 152,4 мм (6 дюймов) и более, особенно при бурении вертикальных скважин. Из ряда источников известно, что для уменьшения отрицательных последствий прохождения через газоносные интервалы, лежащие на небольших глубинах, обычно до глубины 550 м (в районе озера Мара-каибо в Венесуэле) бурятся с применением КТБ вертикальные скважины диаметром 311,1 мм ($12\frac{1}{2}$ дюйма).

Длина колонны НТ. На основе промыслового опыта оптимальная длина колонны НТ для бурения, проводимого с помощью колтюбинговой технологии, приблизительно оценивается в 460 м. Однако реальные значения для конкретных условий зависят от нескольких переменных, таких как имеющиеся трубы, профиль наклонной скважины, наличие результатов ГИС и предполагаемая программа работ, литология интервалов, через ко-

торые предполагается провести ствол скважины. Так, например, длина боковых стволов, проводимых на сегодня на различных месторождениях с применением технологии КТБ, по сведениям специалистов, составляет обычно от 300 до 1200 м. В то же время известно, что рекордная длина бокового наклонного ствола, пробуренного с применением КТБ, превышает 1200 м.

Глубина. Диапазон глубин для применения технологии КТБ может быть определен на конкретном материале при использовании имеющиеся средств моделирования и полевых испытаний. Известен опыт бурения двух скважин глубиной более 4700 и 4800 м соответственно, а также проведения успешной технологической операции на глубине 4816 м (Колумбия).

Интенсивность искривления. При проектировании профиля наклонно–направленной скважины с использованием колонны НТ с учетом ограничений, обусловленных применением определенной компоновки низа бурильной колонны (КНБК), допустимо предусматривать интенсивность набора кривизны до $50^{\circ}/30,5$ м (радиус 35 м). Если значения всех остальных переменных поддерживаются постоянными, пониженный набор кривизны бокового ствола, проводимого с использованием колтюбинговых технологий, обеспечивает удлинение планируемого горизонтального участка.

Забойная температура. Все элементы компоновки низа бурильной колонны НТ должны быть достаточно устойчивы до 121°C . Надежность стандартного статора забойного турбинного двигателя из резины (продукта вулканизации нитрильного каучука) может снижаться при температурах выше 121°C (250°F), особенно в сочетании с «нитрифицированными» флюидами и системами буровой промывочной жидкости на нефтяной основе. Для таких условий следует предусмотреть использование специальных высокотемпературных эластомеров для изготовления статора забойного турбинного двигателя. Многие системы для скважинных исследований в процессе бурения рассчитаны на температуру до 150°C (302°F), а некоторые показали высокую надежность при температурах, достигающих расчетных значений 175°C (347°F). Использование одной колтюбинговой компоновки низа бурильной колонны, спускаемой на тросе и применяемой, в основном, при бурении на депрессии, предусматривается при рабочей температуре, достигающей 150°C . Следовательно, допустимая температура для троса должна также соответствовать температуре 150°C .

При бурении на депрессии гидростатическое давление буровой промывочной жидкости в стволе скважины меньше пластового давления, что обеспечивает приток пластовой жидкости в скважину и способствует сохранению коллекторских свойств пласта. Условия отрицательного перепада давления (ОПД) в системе скважина–пласт применимы в бурении как горизонтальных, так и вертикальных скважин из–за неоспоримых преимуществ, позволяющих свести к минимуму проблемы, связанные с бурением. Это:

- снижение эффекта нарушения проницаемости призабойной части пласта;
- сокращение затрат по добыче нефти и газа;
- уменьшение негативного воздействия на окружающую среду;
- повышение безопасности буровых и ремонтных работ.

При бурении на депрессии повреждение коллекторских свойств приствольной части пласта сводится к минимуму или исключается совсем благодаря притоку пластовой нефти или газа во время бурения, что, в свою очередь, позволяет обойтись без стимуляции и очистки продуктивного пласта, которые, как правило, необходимы при обычном бурении. Благодаря этой технологии значительно уменьшаются проблемы и риски при бурении в истощенных пластах, снижается вероятность потери циркуляции и прихвата бурового инструмента из-за перепада давления.

Сокращение затрат по добыче нефти и газа обеспечивается за счет увеличения механической скорости проходки, продления срока службы долота, уменьшения расходов на ликвидацию или предотвращение осложнений при бурении, уменьшения расходов на приготовление и использование промывочных и технологических жидкостей. Воздействие на призабойную зону с целью вызова притока и очистки скважины, обычно необходимое при заканчивании скважины, становится ненужным или значительно сокращается. Особенно это важно в скважинах с незакрепленным стволом. На уменьшении себестоимости продукции оказывается также увеличение объемов добычи вследствие снижения эффекта нарушения проницаемости («скин-эффекта») призабойной части пласта. Улучшенное качество шлама, а также возможность эффективного проведения геофизических исследований скважины позволяют производить оценку пластовых показателей в реальном масштабе времени, что помогает в принятии кардинальных решений, касающихся выбора направления ствола скважины, а также решения о длине горизонтального ствола, непосредственно на месте проведения работ.

Экологическая безопасность обеспечивается за счет отсутствия необходимости в утилизации отработанных промывочных и технологических жидкостей.

В связи с тем, что колонна непрерывных НТ не может вращаться, бурение ведется с применением винтовых забойных двигателей. Контроль за работами осуществляется с помощью дистанционного управления, поэтому отпадает необходимость присутствия рабочего персонала на устье скважины, за исключением времени сборки забойного оборудования. Закрытая система циркуляции обеспечивает безопасное обращение с рабочими и пластовыми жидкостями. Все это особенно важно при разбуривании месторождений, содержащих сероводород. Отсутствие муфт в составе бурильной колонны обеспечивает более простую и эффективную систему уплотнения, выдерживающую давление до 70 МПа (700 атм.), что также повышает эффективность и безопасность работ.

Как показывает зарубежная и отечественная промысловая практика, оптимизация процесса бурения при ОПД и реализация в полной мере указанных преимуществ становятся возможными в сочетании с технологией применения колонны непрерывных НТ, обеспечивающих действительную непрерывность и лучшую управляемость процесса при сокращении сроков бурения и его стоимости.

В колонне НТ отсутствуют межтрубные соединения, благодаря этому в скважине создаются условия для постоянной циркуляции, что приводит к исключению колебаний давления и поддержанию непрерывного режима гомогенного потока. Это является определяющим фактором при обосновании целесообразности использования двухфазного промывочного агента. Постоянная циркуляция способствует уменьшению потребления азота, так как отсутствуют потери при продувке и стравливании, характерные для свинчивающихся бурильных труб. Непрерывный процесс промывки скважины позволяет обеспечить лучшие условия для выноса шлама в затрубном пространстве и, соответственно, исключить прихваты.

Использование кабеля, пропущенного внутри непрерывных НТ, позволяет получать данные геофизических исследований (гамма-каротаж), информацию о скважине и забойном давлении в реальном масштабе времени и со скоростью, намного опережающей скорость системы беспроводной телеметрии. Использование при бурении гамма-каротажа и локатора муфт обсадной колонны позволяет проводить перекалибровку глубинометра возле пласта, сокращая тем самым погрешности измерений. Кабельная телеметрия и забойный направляющий инструмент в различных конструктивных исполнениях при получении информации от датчиков забойной телеметрической системы и наземных датчиков позволяют определить положение долота относительно продуктивного интервала, а управляемый с устья отклонитель осуществляет непрерывную ориентацию долота во время бурения. Кроме этого, посредством кабельной телеметрии осуществляется непрерывный контроль следующих забойных параметров:

- зенитного и азимутального углов;
- положения отклонителя;
- давления в трубе и в затрубном пространстве;
- нагрузки на долото и др.

Поддержание требуемого давления промывочной жидкости в призабойной зоне и регулирование его значения на устье скважины обеспечиваются избыточным давлением, которое поддерживается управляемой системой дросселирования. Регулирование забойного давления осуществляется двумя способами: увеличением или уменьшением избыточного давления на устье или обеспечением необходимой плотности промывочной жидкости, которая достигается ее газированием инертным газом (азотом).

Оборудование и материалы

- Колтюбинговая буровая установка (рисунок 44).



Рисунок 44 – Общий вид колтюбинговой установки

- Противовыбросовое оборудование;

Противовыбросовое оборудование (рисунок 45) предназначено для герметизации устья скважины, предупреждения аварий связанных с НГВП, предотвращению возникновения открытых фонтанов, обеспечение циркуляции рабочих жидкостей по замкнутой системе и проведение работ при депрессии на пласт. Противовыбросовое оборудование подбирается индивидуально, в зависимости от применяемого оборудования и геологических условий.

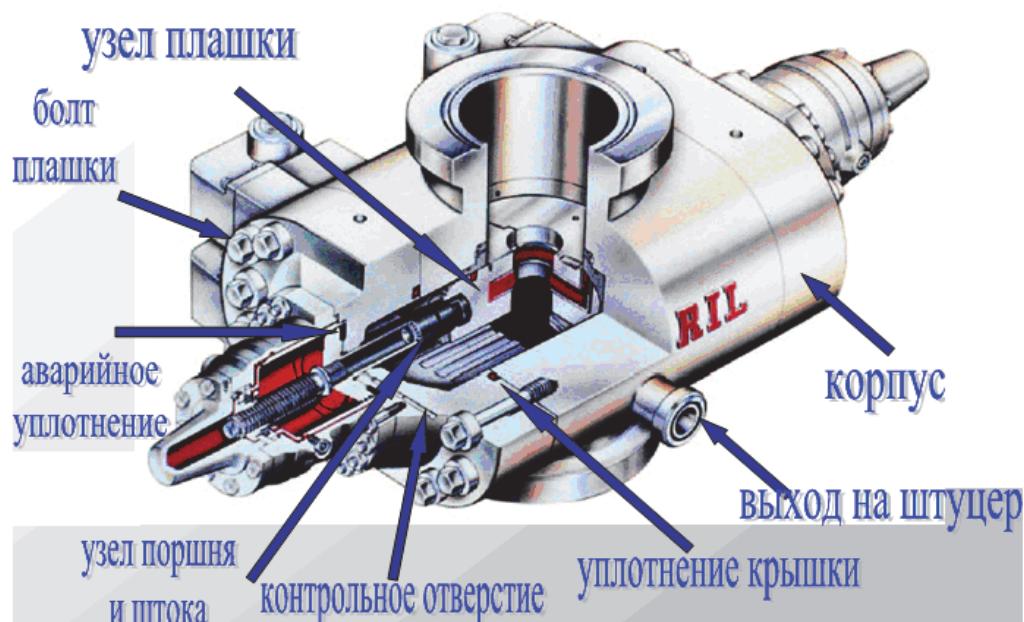


Рисунок 45 – Превентор

Противовыбросовое оборудование должно отвечать следующим требованиям:

- Обеспечивать герметичность устья скважины при максимально возможных давлениях характерные характерных для данной скважины или вида работ;
- Обеспечивать герметичность устья скважины, независимо какое оборудование находится в скважине;
- Обеспечивать герметичность устья скважины при отсутствии в ней какого либо оборудования;
- Обладать как дистанционным так и ручным управлением;
- Иметь достаточное проходное сечение для спуска КНБК и оборудования используемого в процессе капитального ремонта скважины.

Принципиальная схема компоновки низа бурильной колонны при колтюбинговой бурении представлена на рисунке 46.

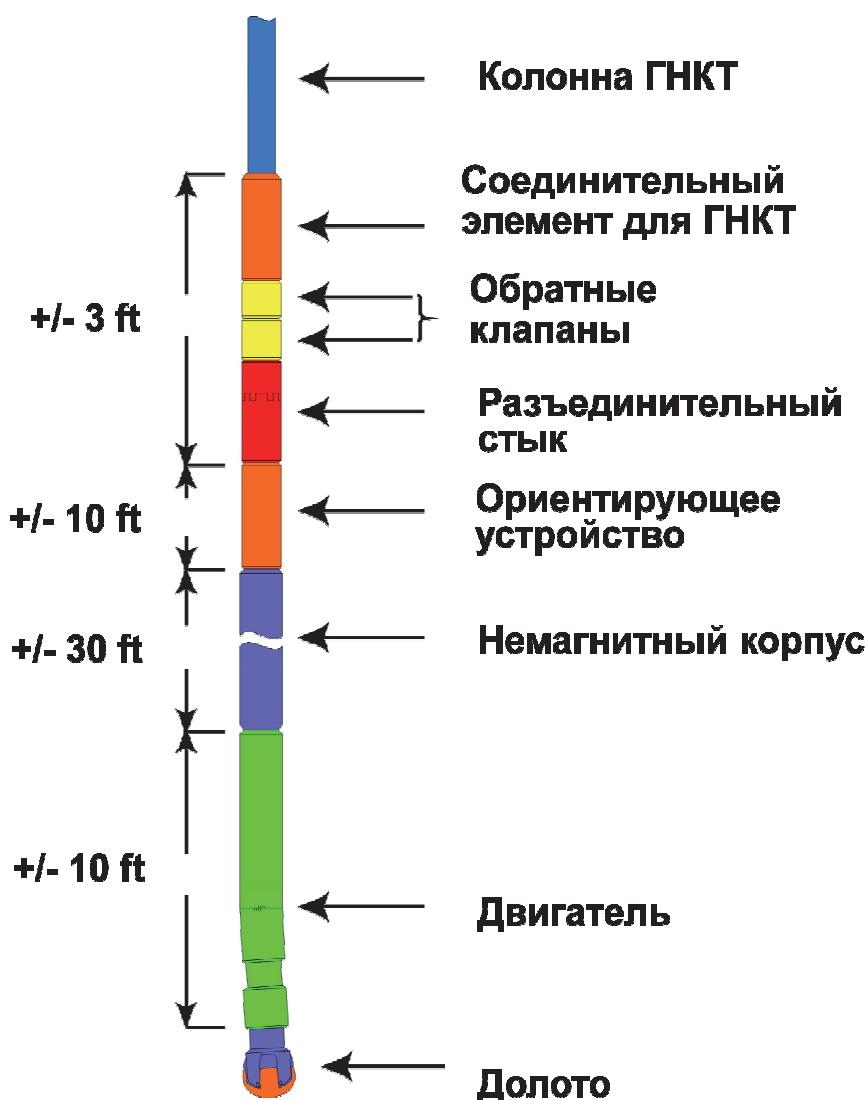


Рисунок 46 – Принципиальная схема КНБК

Компоновка низа бурильной колонны СНБ89

Эта компоновка включает: систему управляемого бурения СНБ89 и внутрискважинный инструмент (рисунок 47, таблица 3).

Система управляемого бурения предназначена для бурения горизонтальных, наклонно направленных и вертикальных скважин в составе колтюбингового комплекса. Она обеспечивает проводку скважин по заданной траектории и контроль внутрискважинных параметров и оптимизацию бурения.



Рисунок 47 – Состав КНБК СНБ89

Преимущества этой системы:

- безопасность и небольшая стоимость бурения;
- бурение при депрессии с применением промывочных жидкостей, насыщенных азотом;
- постоянное вращение в плоскости искривления забойного двигателя в любую сторону;
- возможность бурения прямолинейных участков без замены забойного двигателя, что разрешает значительно увеличить скорость проходки, уменьшить число спусков–подъемов непрерывной трубы, а следовательно, уменьшить стоимость работ и увеличить сроки работы непрерывных труб;
- надежная и высокоскоростная кабельная связь;
- широкий диапазон контролируемых параметров;

- непрерывные измерения в процессе работы;
- небольшая длина разрешает упростить процесс сборки СНБ89 на скважине;
- высокая интенсивность набора кривизны траектории скважины.

Система телеметрии обеспечивает измерение параметров: азимут; зенитный угол; угол установки отклонителя; естественную гаммаактивность породы; нагрузку на долото; крутящий момент на долоте; давление в колтюбинговой трубе; давление в затрубном пространстве (забойное давление); уровень вибрации компоновки; температуру на забое.

Связь осуществляется по высокоскоростному кабельному каналу и обеспечивает получение данных в реальном времени.

В эту систему входят также клапан циркуляционный и ориентир. Клапан циркуляционный служит для изменения направления движения бурового раствора. В закрытом положении клапана буровой раствор подается на забойный двигатель; в открытом – переходит в затрубное пространство, когда появляется опасность прихвата при остановленном забойном двигателе. Конструкция клапана обеспечивает многократное срабатывание механизма.

Ориентатор предназначен для придания направления бурения или постоянного вращения забойного двигателя в целях обеспечения прямолинейного направления движения. Питание и управление ориентатора осуществляется с поверхности по кабелю, пропущенному внутри колтюбинговой трубы. Точность ориентирования и возможность постоянного вращения обеспечивают проводку скважины по оптимально слаженной траектории, которая уменьшает расходы и разрешает удлинить интервал вскрытия продуктивного пласта.

Таблица 3
Технические характеристики СНБ89

Наименование показателей	Единица измерения	Значение	Наименование показателей	Единица измерения	Величина
Габаритные			Эксплуатационные		
1	2	3	4	5	6
Длина с ВЗД	м	10	Температура эксплуатации	°C	-10÷+120
Внешний диаметр	мм	89	Вибрация	g (10–2000 Гц)	10
Минимальный внутренний диаметр	мм	18	Одиночный удар	g	40
Присоединительная резьба	ГОСТ28487–90	3–73	Номинальное напряжение питания КНБК	В	48
Механические			Потребляемый ток при работе КНБК	A	5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Максимальная осевая нагрузка растяжения	кН	450	Диапазон измерений		
Максимальная осевая нагрузка сжатия	кН	100	Зенитный угол	град.	(0÷120) ±0,25
Максимальный крутящий момент ориентатора	Нм	1200	Азимут	град.	(0÷360) ±1
Угол поворота ориентатора	град.	полнооборотный	Угол доворота ориентатора	град.	(0÷360) ±1
Скорость набора угла	град/30 м	50	Температура	°C	(-20÷+150) ±1
Радиус кривизны	м	35	Нагрузка на долото	кН	(±100) ±1%
Точность установки ориентатора	град.	±2	Крутящий момент	Нм	(±1500) ±1%
Максимальный расход рабочей жидкости	л/мин	675	Давление	МПа	(0÷60) ±1%
Максимальное давление рабочей жидкости	МПа	40	Гамма-излучение	мкР/ч	(0÷250) ±5%

Принципиальная схема бурения БС с использованием установки «непрерывная труба» представлена на рисунке 48.

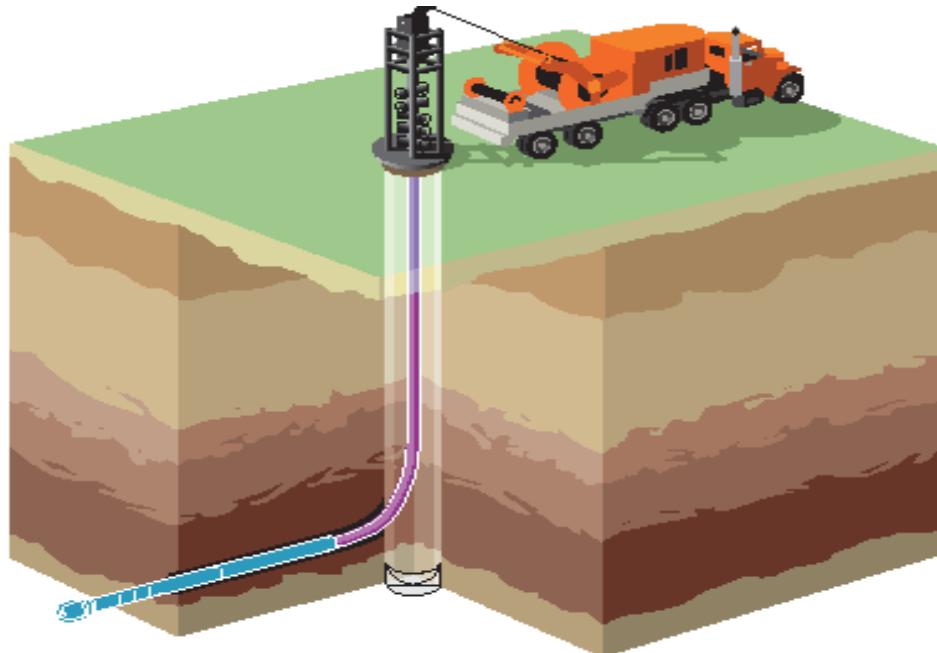


Рисунок 48 – Принципиальная схема бурения БС с использованием установки «непрерывная труба»

Схема размещения оборудования при колтюбинговом бурении представлена на рисунке 49.

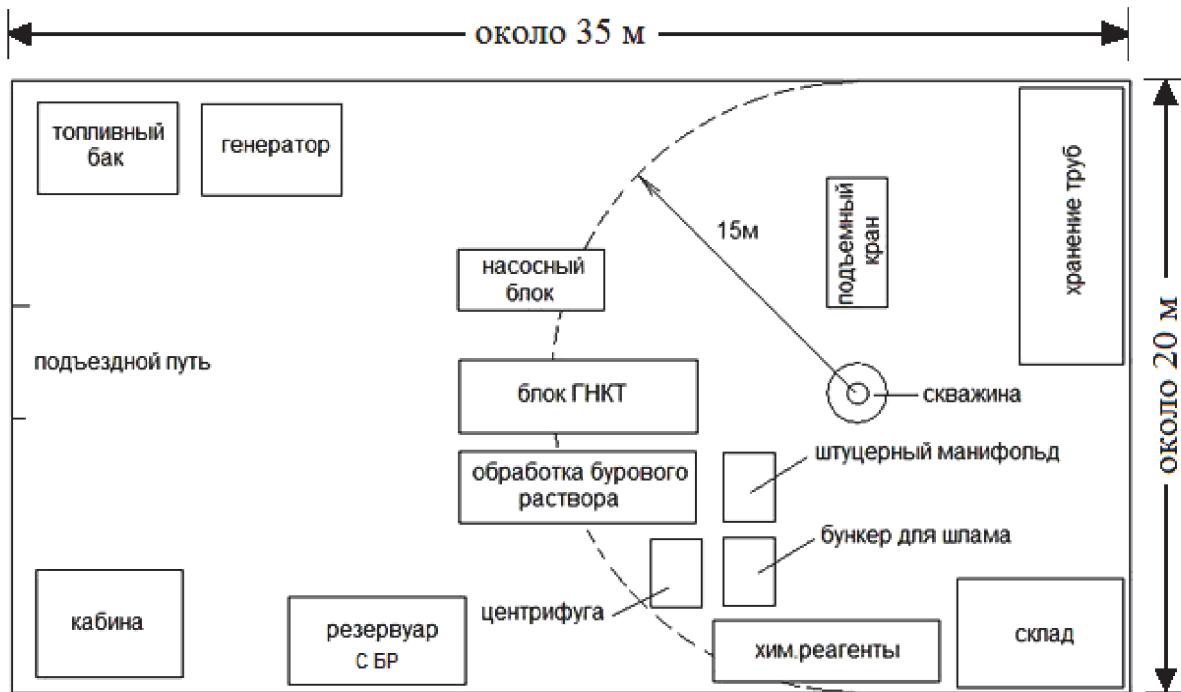


Рисунок 49 – Схема размещения оборудования при колтюбинговом бурении

4.8 РАЗБУРИВАНИЕ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ И ПЛОТНЫХ ПРОБОК ИЗ ПЕСКА, ПАРАФИНА, КРИСТАЛЛОГИДРАТОВ

Для удаления в процессе ремонта плотных пробок, образованных из песка, парафина и кристаллогидратов, а также цементного камня, применяют технологии, основанные на их разбуривании. Разбуривание в полости скважин применяют для удаления цементного камня, оставшегося после цементирования перфорационных отверстий, цементных мостов, остатков цемента, который успел затвердеть до того, как раствор был вымыт из полости труб, а также для удаления плотных пробок из песка, парафина и кристаллогидратов.

Общая схема расположения наземного и внутрискважинного оборудования для его осуществления показана на рисунке 50.

В процессе бурения, с целью снижения реактивного момента, применяют забойные двигатели с меньшим крутящим моментом, поскольку для описываемых операций используют непрерывные трубы диаметром 38 и 44 мм. Наиболее характерными являются следующие сочетания параметров забойных двигателей и НТ:

Диаметр НТ, мм.....	38	44
Крутящий момент, Н·м.....	360	400–550
Частота вращения, об/мин.....	250–580	340–330
Подача жидкости, л/с.....	2,5–5,7	4,4–6,9

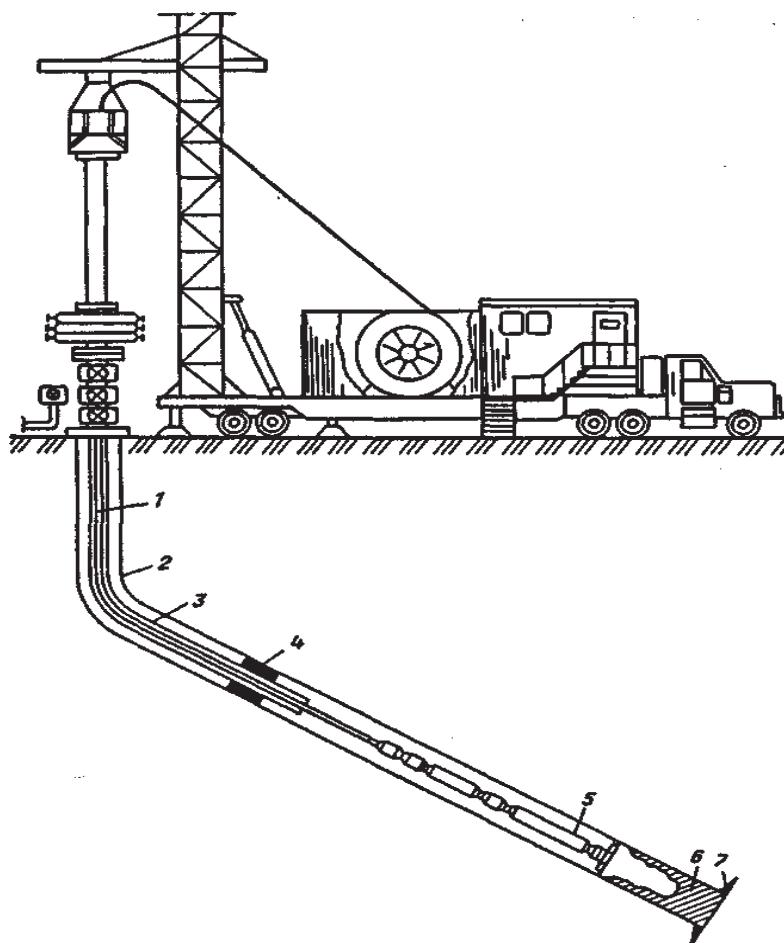


Рисунок 50 – Схема расположения наземного и внутрискважинного оборудования для проведения работ по бурению при ремонте скважин.

Колонны: 1 – непрерывных труб, 2 – эксплуатационная, 3 – насосно-компрессорных труб; 4 – пакер; 5 – забойный двигатель с породоразрушающим инструментом; 6 – разрушаемая цементная или плотная песчаная пробка; 7 – забой скважины

Компоновка оборудования на забое состоит из следующих элементов (сверху вниз): соединительного устройства, обратного клапана, гидравлического разъединителя, циркуляционного переводника, забойного двигателя, породоразрушающего инструмента. Данный набор соответствует компоновке, применяемой при выполнении сложных ловильных работ. Основное отличие при реализации данной операции заключается в использовании циркуляционного переводника, который обеспечивает направление потока технологической жидкости в кольцевое пространство, минуя за-

бойный двигатель и породоразрушающий инструмент. Переходник включают после выполнения работ по разбуриванию, то есть с целью обеспечения эффективной промывки кольцевого пространства.

На рисунке 51 представлена схема внутрискважинного оборудования для разбуривания пробок.

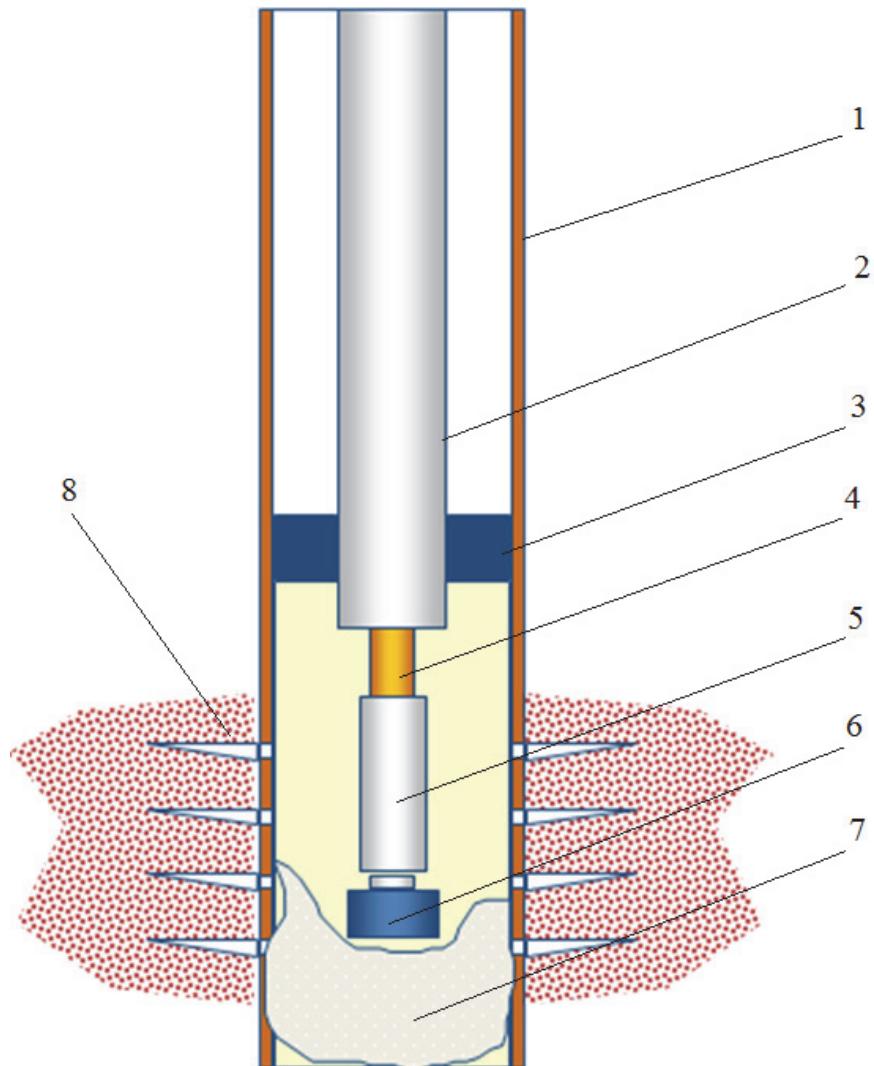


Рисунок 51 – Схема внутрискважинного оборудования, применяемого при разбуривании пробок:

- 1 – эксплуатационная колонна; 2 – НКТ; 3 – пакер; 4 – НТ; 5 – забойный двигатель; 6 – породоразрушающий инструмент; 7 – пробка;
8 – перфорационные отверстия

В процессе буровых работ с расширением ствола скважины используют аналогичный по составу комплект наземного и внутрискважинного оборудования с тем лишь отличием, что в качестве породоразрушающего инструмента применяют расширитель, ниже которого устанавливают долото малого диаметра («пилотная фреза»). Из последних наиболее эффектив-

ны раздвижные расширители, которые бывают двух типов – с фиксируемыми и не фиксируемыми в рабочем положении режущими элементами. Служит для задания направления и центрирования расширителя при его работе (рисунок 52).

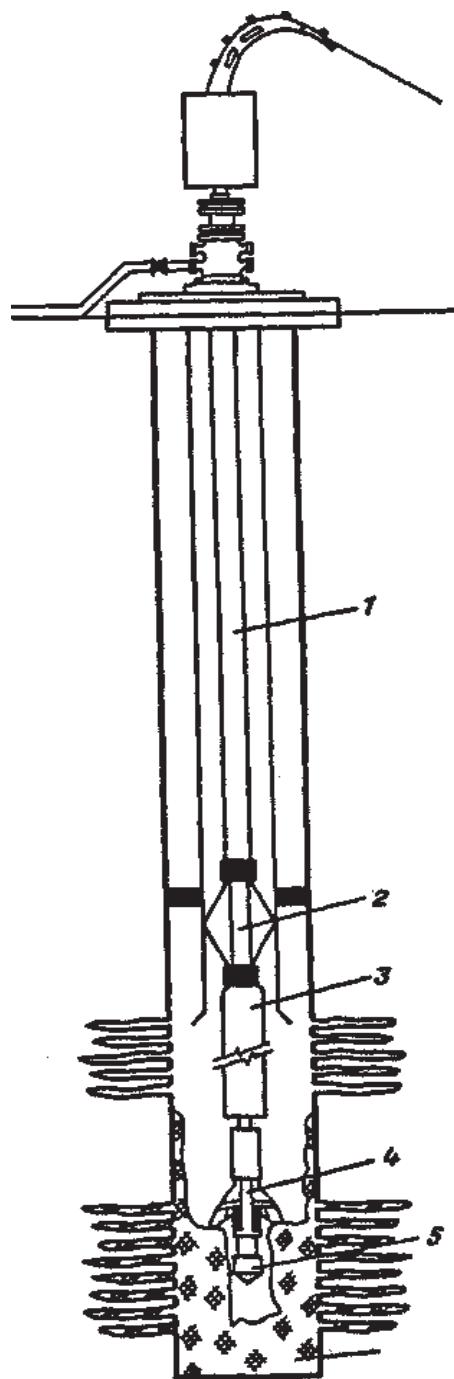


Рисунок 52 – Схема внутристкважинного оборудования, применяемого при работе с расширителем: 1 – колонна непрерывных труб; 2 – стабилизатор (центратор); 3 – забойный двигатель; 4 – расширитель; 5 – направляющее (пилотное) долото; 6 – разрушаемая пробка

Раздвижные расширители применяют для удаления цементного раствора и камня, оставшихся после осуществления исправительного цементирования, удаления значительных по размерам «наплывов» в интервале цементируемых перфорационных отверстий, для очистки стенок труб от твердых осадков и удаления плотных песчаных наростов, которые невозможно удалить струями жидкости с помощью гидравлических устройств с насадками, спускаемых на колоннах НТ.

Существует несколько схем различных моделей раздвижных расширителей, которые сконструированы с учетом возможности прохождения через участки сужения и последующего раскрытия в рабочее состояние до необходимого диаметра. После очистки ствола инструмент переводится в компактное транспортное положение и извлекается из скважины.

Сборка раздвижного расширителя в составе рабочей компоновки НТ включает соединитель с ловильной шейкой, два обратных клапана, гидравлический разъединитель, циркуляционный переводник, скважинный двигатель и расширитель. В некоторых случаях в компоновку включают гидравлические центрирования инструментов в скважине.

Компоновку инструмента можно спускать в скважину, как под давлением, так и в остановленную скважину. Если во время спуска в скважину потребуется осуществить циркуляцию через НТ, то подача жидкости должна быть ограничена, чтобы не вызвать преждевременного раздвижения режущих элементов расширителя.

В настоящее время разработаны и промышленно используются комплекты инструментов, позволяющие разбуривать на непрерывных трубах пробки в колоннах диаметром до 168 мм с помощью забойных двигателей диаметром 73 мм.

При выполнении операций на глубинах, удаленных от башмака колонны лифтовых труб, используют стабилизатор, обеспечивающий взаимодействие с большим диаметром труб, чем в предыдущем варианте компоновки.

Одним из видов работ с НТ является разбуривание металлических посторонних предметов на забое скважины. К описываемой группе работ относят применение механических резаков (рисунок 53).

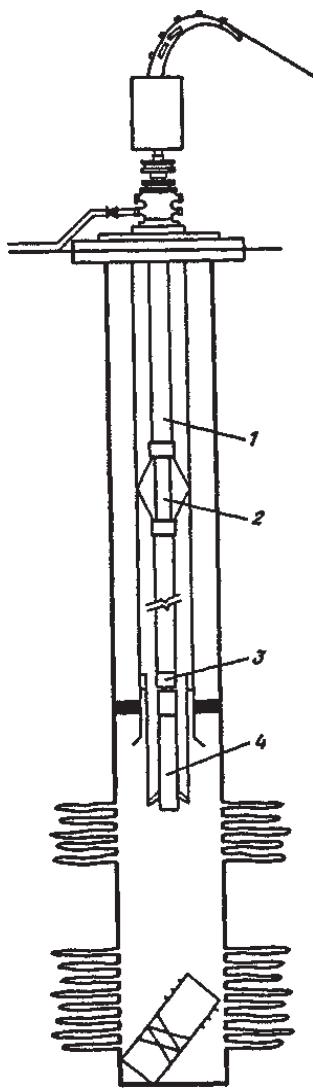


Рисунок 53 – Схема внутрискважинного оборудования, применяемого при работе с механическим резаком: 1 – колонна непрерывных труб; 2 – стабилизатор (центратор); 3 – забойный двигатель; 4 – резак

Их использование оказывается более эффективным, чем применение взрывных, химических и пескоструйных устройств. Однако рациональная область их применения ограничена диаметрами труб до 112 мм. Схема компоновок внутрискважинного оборудования при этом соответствует рассмотренным выше. Резак представляет собой металлорежущий инструмент с шарнирно закрепляемыми резцами, которые имеют гидравлический привод и выдвигаются в рабочее положение при включении забойного двигателя. Время выполнения операции по резке НКТ диаметром 78 мм составляет 10–20 мин.

Перечисленные работы можно выполнять как при функционировании скважины, так и при ее остановке.

В качестве технологической (промывочной) жидкости используется техническая, пластовая или морская вода с небольшими добавками поли-

меров (например, биозана). Закачивание загущенной полимером жидкости проводится только в процессе интенсивной промывки скважины.

Удаление парафиновых пробок с использованием НТ

Для обеспечения нормальной эксплуатации скважин парафиновые отложения на их внутренних стенках необходимо удалять, т.к. следствием их скоплений является образование парафиновых и парафинопесчаных пробок. Протяженность этих пробок может составлять сотни метров, в результате чего гидравлическое сопротивление колонны лифтовых труб увеличивается и дебит скважин снижается, а иногда и прекращается эксплуатация скважин.

Причины возникновения парафиновых пробок

В процессе эксплуатации скважин фонтанным и газлифтным способами, а также при применении установок ЭЦН в определенном интервале глубин происходит отложение парафина, провоцирующее осаждение песка (если он есть), с последующим образованием песчано-парафиновых пробок. Основной причиной этого является охлаждение пластовой жидкости по мере ее движения по колонне лифтовых труб и кристаллизация парафина, бывшего до этого в жидкому состоянии. Кристаллы парафина налипают на внутреннюю поверхность колонны лифтовых труб, уменьшая поперечное сечение канала и образуя пробку, что, в конечном счете, приводит к увеличению гидравлического сопротивления. В результате расход жидкости снижается или прекращается полностью.

На интенсивность отложения парафина, прежде всего, влияют следующие факторы:

- химический состав нефти;
- температура жидкости в пластовых условиях;
- дебит скважины.

Оборудование и материалы

- Колтюбинговая установка (непрерывная труба должна иметь на конце обратный клапан и промывочную насадку);
 - насосный агрегат;
 - емкости для технологической жидкости;
 - установка для нагрева технологической жидкости;
 - технологическая жидкость (нефть, вода или химреагенты).

Выбор технологической жидкости обусловлен временем года и наличием маловязкой очищенной нефти. Принципиальной разницы в технологии в зависимости от типа технологической жидкости нет.

Описание технологии

Технология промывки скважин горячей технологической жидкостью при использовании колтюбинговой установки аналогична традиционной технологии. Основные преимущества обусловлены герметичностью полости скважины и возможностью непрерывного ведения процесса без остановки для наращивания промывочной колонны.

Для нагрева технологической жидкости могут использоваться применяемые на промыслах установки для промывки скважин горячей нефтью, либо импортные агрегаты для ее нагрева. Эти установки включают в себя печь, плунжерный насос, емкость для технологической жидкости, привод и систему управления. В ряде случаев могут использоваться мобильные парогенераторные установки, выход которых соединяют со змеевиком, расположенным в приемной емкости насосной установки. Нагревательная установка направляет жидкость температурой 90-120°C в непрерывную трубу.

Существует две схемы включения оборудования – с замкнутой и не замкнутой циркуляцией. В первом случае технологическая жидкость, поднимающаяся из скважины, направляется в приемную емкость нагревательной установки, во втором случае – в трубопровод системы сбора продукции скважины.

Первая схема более экономична, она требует меньшего количества технологической жидкости и используется для удаления пробок большой протяженности. Вторая схема проще – она не требует использования газовых сепараторов, факельной линии, однако предопределяет больший объем технологической жидкости.

Процесс удаления парафиновой пробки в определенном смысле аналогичен промывке песчаной пробки – до верхней кромки спуск колонны ведут с повышенной скоростью, затем резко снижают. В процессе удаления парафиновой пробки контролируется температура технологической жидкости, закачиваемой в скважину и поднимающейся из скважины.

4.9 УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНОГО МОСТА

Одной из целей установки цементных мостов является изоляция части перфорационного интервала в скважине. Необходимость выполнения подобных работ может быть обусловлена, например, ликвидацией притока подошвенных пластовых вод. В этом случае тампонажный состав на-

гнетают с помощью НТ непосредственно через перфорационные отверстия в колонне.

Установка цементного моста может осуществляться непосредственно в полости эксплуатационной колонны (рисунок 54).

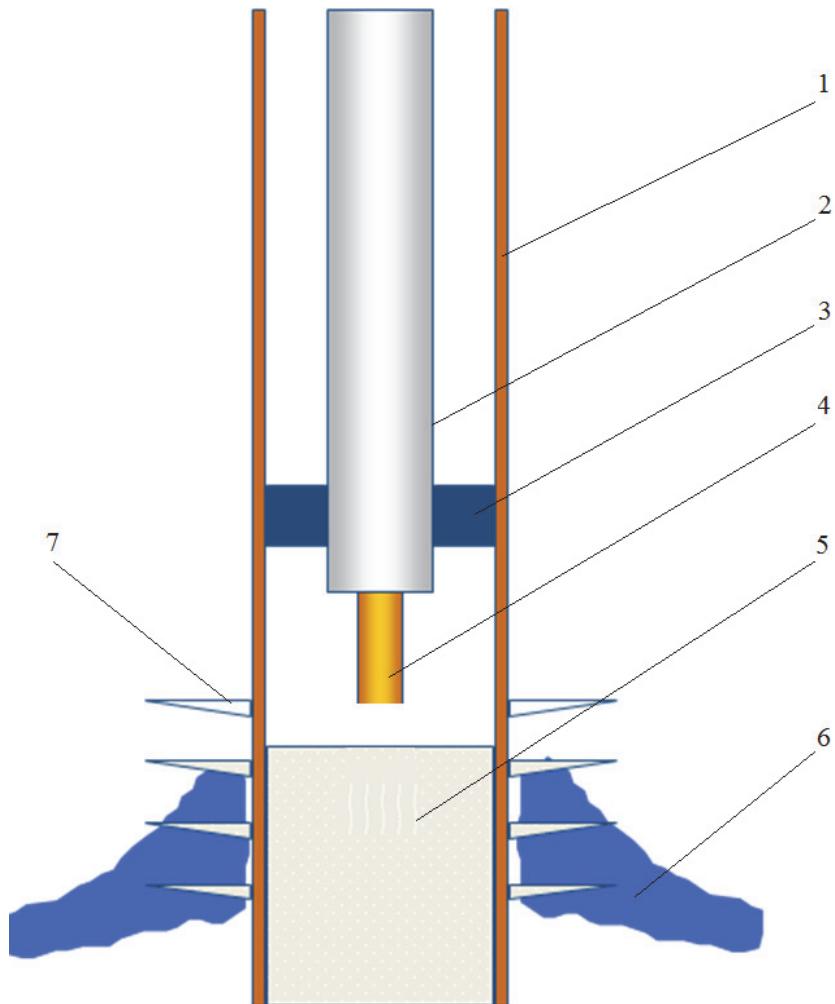


Рисунок 54 – Схема установки цементного моста

1 – эксплуатационная колонна; 2 – НКТ; 3 – пакер; 4 – НТ; 5 – цементный мост; 6 – конус воды; 7 – перфорационные отверстия

Оборудование и материалы

- Колтюбинговая установка;
- цементировочный агрегат;
- емкость для цементного раствора;
- цементный раствор.

Описание технологии

Предварительно определяется внутренний объем непрерывной трубы расчетным путем с использованием геометрических параметров трубы или экспериментально.

При последнем способе подкрашенная вода из тарированного бака закачивается по непрерывной трубе, и как только она появляется с другого конца, производится измерение объема.

Рассчитывают длину трубы, которую заполнит цемент. Опустив непрерывную трубу на заданную глубину, запускают цементировочный агрегат. После закачки объема цемента, соответствующего объему непрерывной трубы, начинают ее подъем со скоростью, соответствующей производительности насоса. Таким образом, обеспечивается минимальное погружение трубы под уровень цемента, находящегося в эксплуатационной колонне, и исключается опасность цементирования непрерывной трубы. Затем оставшийся объем цемента закачивают по непрерывной трубе с последующей продавкой его технологической жидкостью. Этим обеспечивается установка цементного моста на месте. К тому времени, когда весь цемент будет прокачан по непрерывной трубе, ее конец должен располагаться в верхней части цементного моста.

Во время закачки цемента задвижка, соединяющая полость лифтовых труб должна быть открыта. В результате, при закачке цемента из полости скважины вытесняется жидкость, заполняющая ее полость. После закачки цемента непрерывная труба промывается с максимально возможным расходом технологической жидкостью для удаления остатков цемента с внутренней поверхности трубы.

4.10 ИЗОЛЯЦИЯ ПЕРФОРАЦИОННЫХ ОТВЕРСТИЙ

При переходе с одного объекта эксплуатации на другой, а также при выполнении изоляционных работ, связанных с герметизацией отверстий в эксплуатационной колонне, выполняют задавливание цементного раствора или иного изолирующего материала в перфорационные отверстия и призабойную зону.

Оборудование и материалы

- Колтюбинговая установка;
- цементировочный агрегат;
- емкость для цементного раствора;
- цементный раствор.

Описание технологии

Колонна непрерывных труб опускается до интервала перфорации, подлежащего изоляции. Если этот интервал находится высоко над забоем, предварительно устанавливается цементный мост, который после выполнения работ разбуривается.

Перед выполнением работ скважина заполняется технической водой. Через непрерывную трубу выполняют закачивание расчетного объема цемента таким образом, чтобы интервал перфорационных отверстий, подлежащих изоляции, был полностью заполнен им. При этом задвижка, соединяющая полость лифтовых труб, должна быть открыта.

После прокачки цементного раствора и вытеснения его из полости непрерывной трубы последняя поднимается над уровнем цемента. Задвижка, соединяющая полость лифтовых труб с линией сбора продукции скважины, закрывается, и в скважину закачивается технологическая жидкость (обычно техническая вода). Давление в полости скважины поднимают до расчетного уровня, обеспечивающего продавливание цементного раствора в перфорационные отверстия. После выдержки в течении 15-30 минут непрерывную трубу опускают до забоя и начинают промывку цементного раствора, находящегося в полости скважины.

После промывки полости скважины от остатков цемента непрерывная труба извлекается из скважины, и в скважине создается избыточное давление, исключающее выдавливание цементного раствора из изолируемых полостей. После окончания процесса твердения цемента скважина опрессовывается для проверки качества цементирования.

4.11 УСТАНОВКА ГРАВИЙНЫХ ФИЛЬТРОВ

Известно, что предотвратить вынос частиц породы из пласта можно с помощью либо механических фильтров, либо креплением призабойной зоны различного рода материалами, соединяющими частицы пласта и увеличивающими его прочность.

К механическим фильтрам относят различные сетчатые, спиральные и другие фильтры, спускаемые на колонне труб, а также гравийные фильтры, намываемые с поверхности.

Намыв гравийной набивки фильтра целесообразно выполнять с применением НТ в тех случаях, когда буровая установка демонтирована, дебит скважины мал, использовать агрегаты подземного ремонта стандартного типа экономически нецелесообразно, а пласт характеризуется высоким давлением и глушение его нежелательно. Выбор гранулометрического состава набивки для гравийного фильтра осуществляют аналогично традиционной технологии.

Наиболее широко применяют гравийные фильтры с верхней и нижней намывкой. В обоих случаях в центральной части располагают механический фильтр, представляющий собой трубу с просверленными отверстиями, обмотанными проволокой или металлокерамическим фильтром. Длина механического фильтра должна превышать продуктивную зону пласта на 3 м. Его внутренний диаметр составляет 19–32 мм при условном диаметре лифтовой колонны 73 мм, через которую спускается сам фильтр.

Оборудование и материалы

- Колтюбинговая установка;
- гравийные фильтры с верхней или нижней намывкой. В обоих случаях в центральной части располагают механический фильтр.

Описание технологии

Выбор гранулометрического состава гравийного фильтра осуществляют из тех же соображений, что и при традиционной технологии.

Последовательность операций при создании гравийного фильтра и использовании верхней намывки следующая (рисунок 55 а). Через лифтовую колонну, находящуюся в эксплуатационной скважине, спускают механический фильтр. Он опирается на забой скважины (естественный или искусственный, получаемый в результате установки цементного моста). Если диаметр эксплуатационной колонны большой, то фильтр целесообразно снабжать центраторами, обеспечивающими его коаксиальное расположение в скважине и сохранение прямолинейности оси. Оставляемая на забое компоновка соединяется с непрерывной трубой посредством разъединителя. Пробка–заглушка может быть установлена и после отделения оставляемой на забое компоновки. Далее через непрерывную трубу проводится намыв необходимого количества песка.

После этого удаляют пробку–заглушку и в верхней части механического фильтра устанавливают уплотнительный узел. На этом работы заканчивают.

При использовании технологии нижней намывки сначала намывают на забой песок, а затем устанавливают на место фильтр (рисунок 55 б). Для обеспечения прохода последнего через намытый слой песка в его нижней части размещают промывочный башмак.

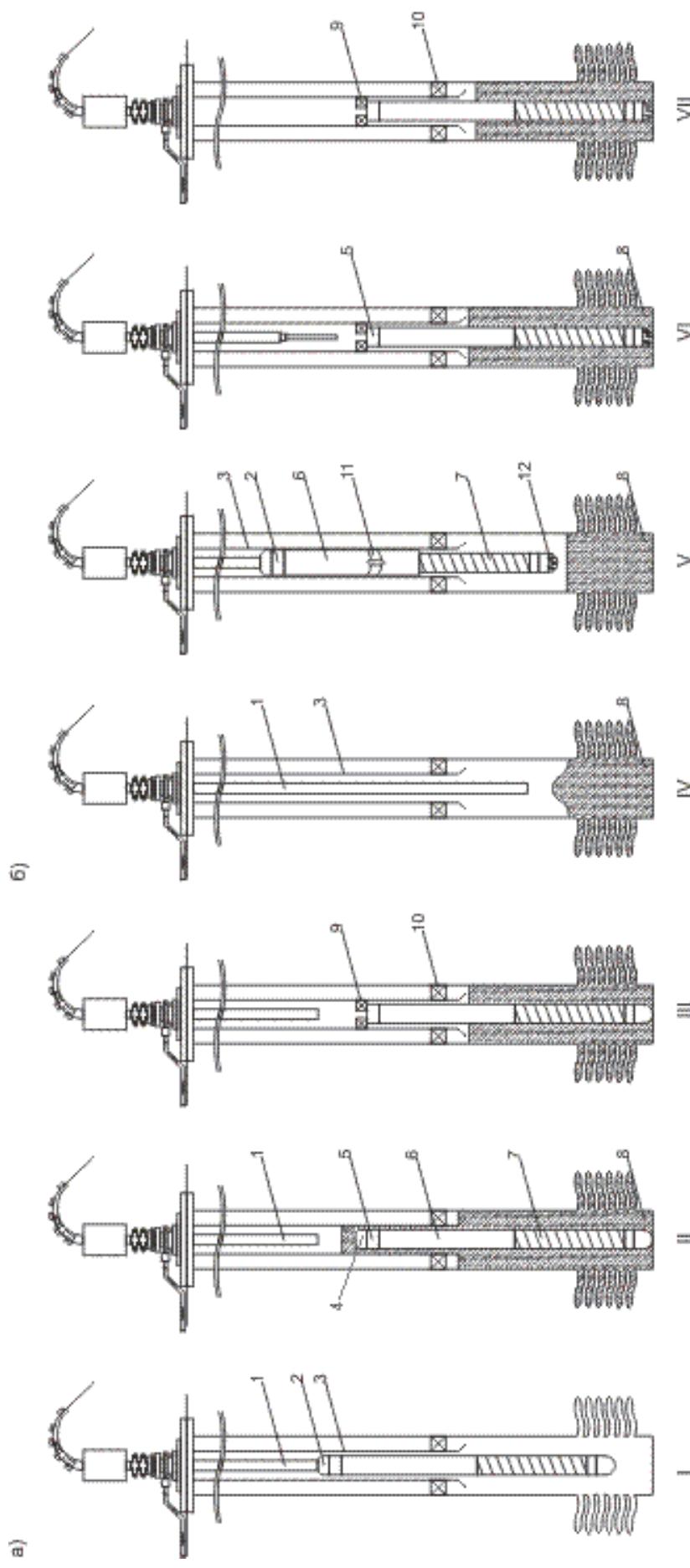


Рисунок 55 – Последовательность создания гравийного фильтра с верхней (а) и нижней (б) намывкой
 а: I – спуск забойной компоновки на НГ и ее подвешивание в ниппеле фонтанной арматуры; II – установка забойной компоновки на забой; III – фиксация песка гравийного фильтра на забой и в перфорационные отверстия; V – спуск забойной компоновки на ГТ (НГ); VI – установка фильтра на забой и его отделение от КГТ (НГ); VII – фиксация фильтра.
 1 – ГТ (НГ); 2 – освобождающий инструмент; 3 – колонна лифтовых труб; 4 – пробка; 5 – приемная втулка; 6 – сплошная труба; 7 – металлический фильтр; 8 – песок, намытый в гравийный фильтр; 9 – пакерующий элемент с якорем; 10 – пакер эксплуатационный; 11 – НГ малого диаметра; 12 – промывочная головка

4.12 ОЧИСТКА ЗАБОЯ СКВАЖИН ОТ ПЕСКА

Удаление отложений из действующих скважин исторически является наиболее распространенным применением непрерывных насосно-компрессорных труб (ГНКТ (НТ)). Этот процесс известен под несколькими названиями, включая такие как «промывка песка», «удаление песка», «очистка скважины» или «очистка отложений». Удаление отложений необходимо главным образом для восстановления производительности скважины. Необходимость в удалении отложений может, однако, быть обусловлена и другими причинами, некоторые из которых особенно важны при наклонном или горизонтальном бурении. Типичные операции по удалению отложений имеют целью:

- восстановить производительность скважины
- обеспечить свободный проход для каротажного или сервисного оборудования
- создать условия для нормальной работы внутрискважинных приборов, управляющих дебитом
- создать просвет («зумпф») ниже пробуренного участка для полного захода инструмента или для аварийного сброса инструмента
- удалить материал, мешающий дальнейшему обслуживанию или заканчиванию скважины.

При проектировании работ по удалению отложений следует тщательно исследовать источник материала, заполняющего скважину. Это поможет выбрать наиболее подходящий метод удаления; кроме того, исследования могут привести к выводу о том, что дополнительная обработка источника предотвратит дальнейшее накопление отложений в скважине.

Наиболее часто встречающиеся материалы отложений включают:

- песок и мелкие частицы из пласта;
- осадок расклинивающего раствора или частицы после дробления;
- прорыв гравийного наполнителя;
- ремонтный мусор (например, частицы окалины).

Для целей операций по удалению отложений, материалы отложений могут быть условно разделены на три категории:

- буровая грязь или очень мелкие частицы;
- неслежавшиеся частицы;
- слежавшиеся частицы.

Эти общие категории соответствуют типу циркуляционной жидкости и механическим средствам, которые могут потребоваться для эффективного удаления отложений.

Удаление отложений и приведение скважины в порядок должны приниматься во внимание перед всякой операцией, предусматривающей закачивание жидкости в продуктивный (или вспомогательный) пласт. Кроме того, операциям с ГНКТ (НТ) с использованием инструментов, на

работу которых может повлиять присутствие частиц или отложений, должна предшествовать профилактическая очистка скважины.

В большинстве случаев ГНКТ (НТ) является единственным надежным средством для удаления отложений из скважины. Возможность осуществлять непрерывную циркуляцию через ГНКТ (НТ) при сохранении высокого уровня контроля над скважиной позволяет эффективно осуществлять операции по удалению отложений с минимальными помехами оборудованию обустройства скважины или добычи.

В большинстве случаев отложения удаляются за счет циркуляции жидкости по ГНКТ (НТ), которая оснащена соответствующим наконечником–соплом и медленно продвигается вглубь отложения. Материал отложения увлекается потоком жидкости и выводится из скважины через затрубное пространство ГНКТ (НТ)/эксплуатационной колонны. Ключевым для успеха операции является основное требование, чтобы скорость жидкости в затрубном пространстве была выше, чем скорость осаждения материала отложения в жидкости.

Проще всего транспортировать в жидкости–носителе и удалять те частицы, которые имеют малую скорость осаждения. Такие частицы имеют малую плотность и/или малые размеры. Для лучшего удаления отложений могут применяться химические или механические средства. Химическое удаление, однако, обычно не является надежным методом вследствие низкой растворимости обычно встречающихся материалов отложений. Механическое удаление может сводиться просто к вымыванию струей и циркуляции; при наличии слежавшихся отложений может потребоваться привод, оснащенный буровой или ударно-буровой коронкой (долотом).

В сильно наклонных и горизонтальных скважинах осаждение материала отложений из жидкост-носителя создает большие проблемы. В таких случаях частицы отложений, пройдя небольшое расстояние в жидкости, осаждаются на нижней стороне скважины.

Помимо факторов, которые необходимо учесть для эффективного удаления материала отложений, следует принимать во внимание и вопросы отделения материала отложений от жидкости–носителя и утилизации.

Из нижеследующих рекомендаций и указаний станет ясно, что успешное проектирование и осуществление операций по удалению отложений зависит от многих факторов. Некоторые из этих факторов взаимосвязаны. Очень важно понять эти факторы и их взаимосвязь; необходимо подчеркнуть, что проект любой операции по удалению отложений должен базироваться на характеристиках конкретной скважины.

Причины возникновения песчаных пробок

Процесс образования песчаных пробок происходит практически во всех нефтяных и газовых скважинах.

Его интенсивность обусловлена свойствами продуктивного пласта и технологией эксплуатации.

Появление песка на забое скважины может быть обусловлено несколькими факторами:

- оседанием частиц пласта, выносимых через перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне во внутреннюю полость скважины;
- оседанием частиц после проведения операций с использованием гидропескоструйных перфораторов;
- оседанием частиц после проведения операций по гидоразрыву пласта;
- наличием песка, намытого в полость скважины при создании искусственного забоя и т.д.

Оборудование и материалы

- Колтюбинговая установка (непрерывная труба должна иметь на конце обратный клапан и промывочную насадку);
- насосный агрегат;
- емкости для технологической жидкости;
- технологическая жидкость, в качестве которой используют ньютоновские жидкости, неニュ顿овские жидкости, двухфазные смеси, инертные газы.

К ньютоновским жидкостям относятся (вода, солевые растворы на воде, углеводородные жидкости (дизельное топливо, очищенная нефть и т.п.), к неニュ顿овским – буровые растворы и гели. Двухфазные смеси представляют собой аэриированную жидкость или пену. В качестве инертных газов используют азот, выхлопные газы ДВС.

Описание технологии

Спуск трубы выполняют, поддерживая непрерывную циркуляцию технологической жидкости с глубины 100-150 м. Скорость спуска выбирается исходя из информации о расположении песчаной пробки и достигает 0,5 м/с. Не доходя порядка 100 м до предполагаемой пробки, скорость уменьшают до 0,1-0,2 м/с и тщательно контролируют давление, развивающееся насосной установкой. После входа промывочной насадки в пробку скорость перемещения трубы уменьшают до 0,0-0,03 м/с, а подачу промывочного насоса доводят до максимума.

Основные положения, описывающие процесс промывки, соответствуют традиционной технологии удаления песчаных пробок, но особенности колтюбинговой технологии позволяют выполнять его в большем диапазоне давлений в полости скважины. Основной задачей выполнения процесса является обеспечение выноса песка по кольцевому пространству.

Часто фактическое сечение кольцевого пространства не позволяет обеспечить необходимую скорость восходящего потока технологической жидкости. В этом случае необходимо использовать двухфазные жидкости.

В процессе спуска трубы необходимо поддерживать непрерывную циркуляцию технологической жидкости. Для исключения поглощения жидкости продуктивным пластом и кольматации его пор необходимо тщательно подбирать плотность жидкости, исключающую превышение гидростатического давления по сравнению с пластовым. В случае возникновения поглощения технологической жидкости непрерывная труба должна быть поднята выше верхнего уровня пробки при обеспечении циркуляции с максимально возможным расходом технологической жидкости. максимально возможным расходом технологической жидкости.

При разрушении плотных пробок следует использовать гидромониторные насадки, обеспечивающие разрушение пробки в сочетании с подогревом технологической жидкости. Скорость перемещения непрерывной трубы в этом случае уменьшают до минимума. Все это позволяет исключить соприкосновение насадки с поверхностью пробки. Об этом свидетельствуют показания индикатора веса трубы и манометра, регистрирующего давление, развиваемое насосом – показания первого прибора уменьшаются, а второго увеличиваются.

Промывку проводят до момента выхода на заданную глубину. Для обеспечения удаления всех твердых частиц объем циркуляции должен составлять не менее одного объема скважины. Скорость восходящего потока при работе с непрерывной трубой, как и при любой промывке, должна превосходить скорость оседания в ней твердых частиц. Это условие справедливо для вертикальных скважин и наклонных участков в последних с отклонением от вертикали до 45° . Для более пологих и, тем более, горизонтальных участков скважины необходимо обеспечивать достаточную турбулентность потока восходящей жидкости.

Для уменьшения гидростатического давления на пласт при удалении песчаных пробок существуют способы, основанные на применении струйного насоса, спускаемого на двух коаксиально расположенных непрерывных трубах. При этом проблемы с выносом песка не возникает, т.к. скорости и нисходящего, и восходящего потоков промывочной жидкости достаточно велики, а гидростатическое давление жидкости, находящейся в скважине и воздействующей на пласт, может быть сведено к минимуму. Использование данного способа промывки может быть реализовано только при достаточном внутреннем диаметре наружной трубы, в которой размещена коаксиальная внутренняя непрерывная труба с достаточным кольцевым зазором для обеспечения необходимой циркуляции.

Схема промывки скважины представлена на рисунке 56.

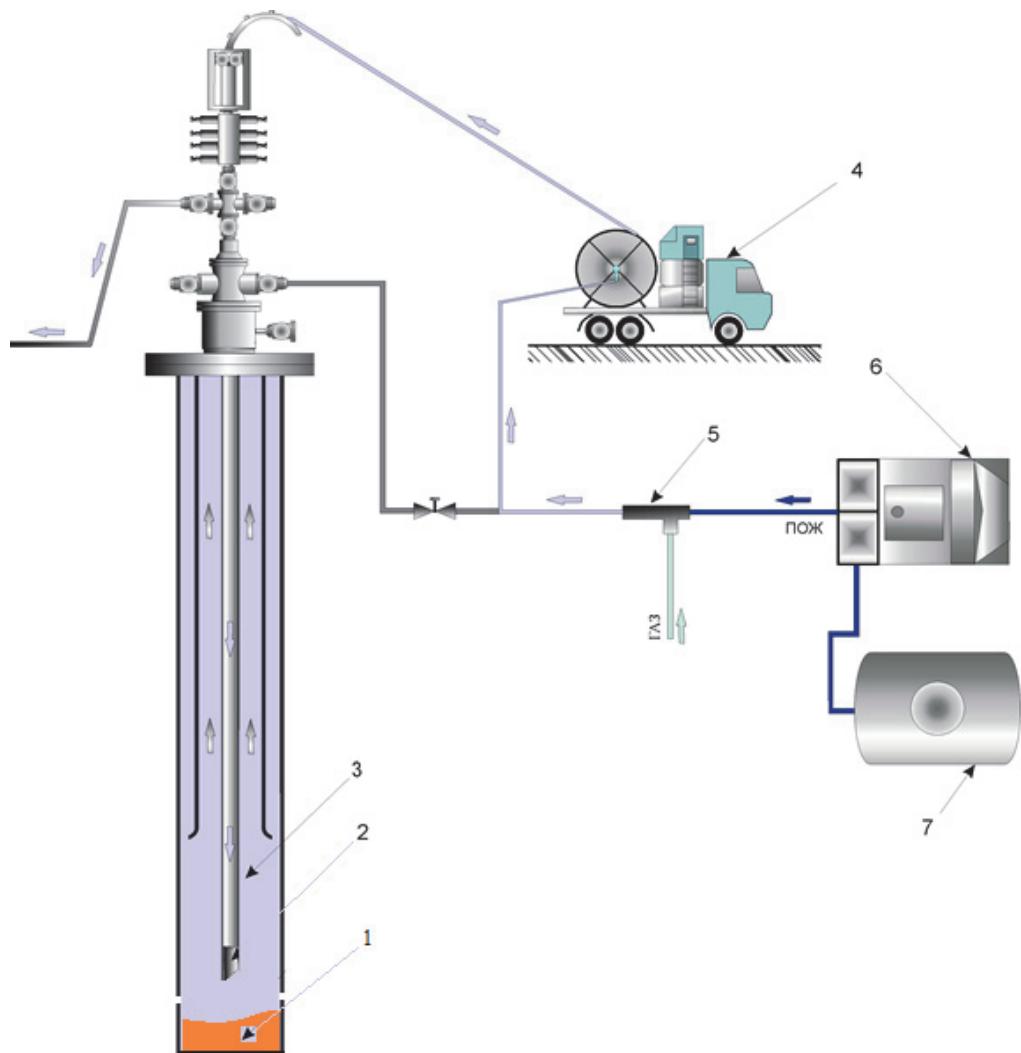


Рисунок 56 – Схема промывки скважины

1 – отложения на забое; 2 – насадка–перо; 3 – пена;
4 – колтюбинговая установка; 5 – эжектор; 6 – цементировочный агрегат ЦА-320; 7 – емкость

Технология «Струйный бластер»

Система «Jet Blaster» позволяет удалять твердые корки с поверхностей любого профиля и материала даже в тех случаях, когда использование других методов невозможно.

Система «Jet Blaster» может применяться для повышения эффективности [18,23,30]:

- Разрушения песчаных пробок;
- Промывки от песка;
- Кислотной обработки внутристекловидного оборудования;

- Обработка призабойной зоны кислотой;
- Удаления растворимых солевых отложений с помощью кислот и растворителей;
 - Удаления асфальтеновых, гидратных и парафиновых пробок с использованием растворителей;
 - Промывки интервалов перфораций, перфорированных хвостовиков солевым раствором, растворителями, кислотами и т.п.

Услуги «Jet Blaster» включают в себя предоставление оптимального решения проблемы удаления любого вида отложений путем проектирования обработки и ее проведения с помощью специального инструмента, технологических жидкостей и специально разработанного абразивного материала [18,23,30].

Общая схема проведения промывки скважины «Jet Blaster» представлена на рисунке 57.

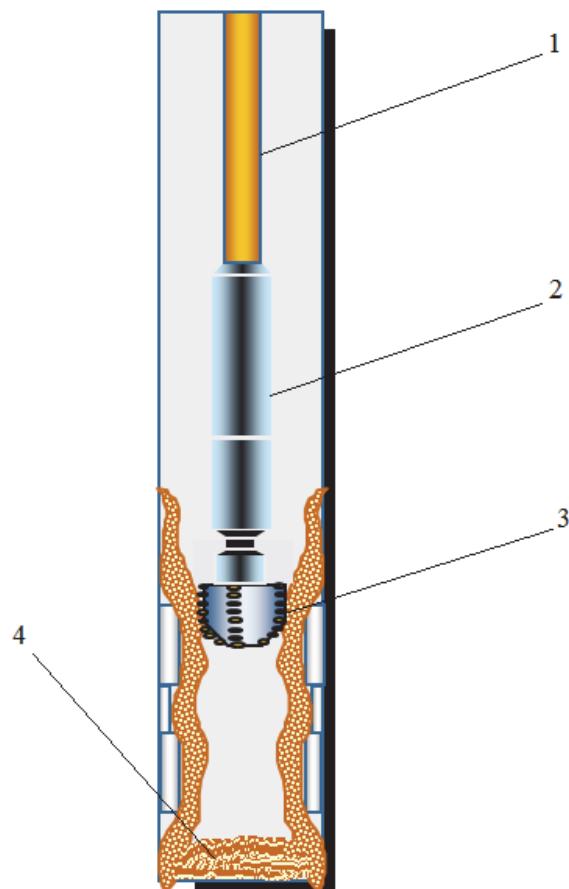


Рисунок 57 – Общая схема проведения промывки скважины «Jet Blaster»
 1 – непрерывная труба; 2 – винтовой двигатель; 3 – насадка «Jet Blaster»;
 4 – песчаная пробка

Механизм воздействия на песчаную пробку (ПП) представлен на рисунке 58.

Промывочная жидкость при этом содержит пузырьки, когда выходит из сопла. Пузырьки при ударе диспергируются с большим разрушающим эффектом.

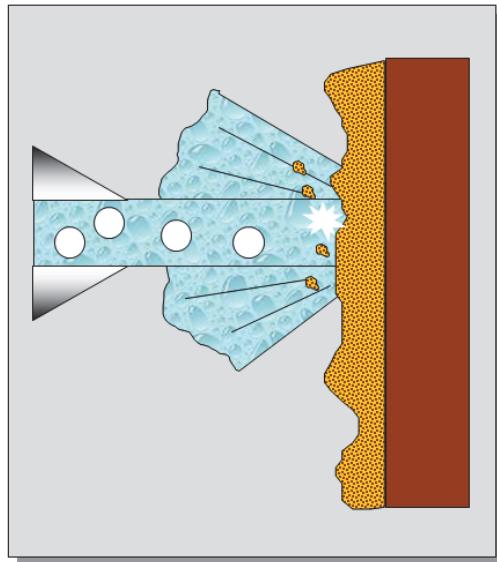


Рисунок 58 – Механизм воздействия на ПП

Особенности «Jet Blaster».

- Высокие гидроструйные характеристики (до 200 атм.– перепад давления через сопла)
- Контролируемое вращение (медленное вращение (максимально 200 об/мин) обеспечивает сильное воздействие на поверхность).
- Эффективность гидроструи (сопла с водоворотным выходом увеличивают гидравлическую эффективность и поток).

Схема вращения насадки «Jet Blaster» представлена на рисунке 59.

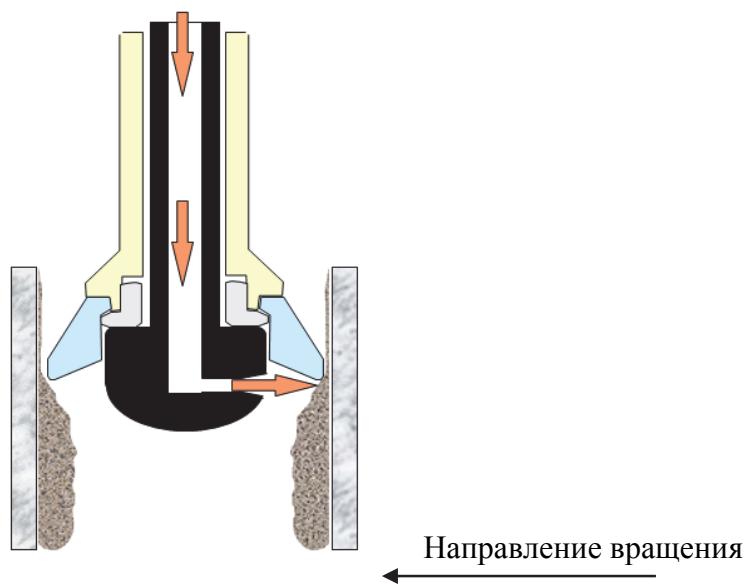


Рисунок 59 – Схема вращения насадки «Jet Blaster»

Пример эффективной работы системы «Jet Blaster» по удалению отложений на нефтяных и газовых скважинах (рис. 60).



НКТ до использования
абразивной гидроструи



НКТ после использования
абразивной гидроструи

Рисунок 60 – Пример эффективности работы системы «Jet Blaster»

4.13 УДАЛЕНИЕ ГИДРАТНЫХ ПРОБОК И РАСТЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

В процессе подъема пластовой жидкости по колонне лифтовых труб гидростатическое давление уменьшается по мере ее перемещения вверх. Если величина этого давления становится ниже давления насыщения, из пластовой жидкости выделяется попутный газ. Часть его растворяется в пластовой воде, неизбежном компоненте пластовой жидкости. При температуре и давлении, соответствующих равновесному состоянию смеси, образуются кристаллогидраты углеводородов и появляется кристаллическое вещество.

Метан, этан, пропан и бутан образуют кристаллогидраты при отрицательной температуре, а при повышенном давлении и положительной температуре их возникновению способствует наличие легких углеводородов и обводненность скважины. Кристаллогидраты осаждаются на стенках колонны лифтовых труб и в затрубном пространстве. Прекращение эксплуатации скважины способствует интенсивному образованию кристаллогидратов. Этому процессу способствует и понижение температуры пластовой жидкости в полости скважины. Наиболее интенсивно гидраты осаждаются на стенках труб в интервале 100–900 м при фонтанном и механизированном способах эксплуатации скважин (ЭЦН и ШГН).

Оборудование и материалы

- Колтюбинговая установка (непрерывная труба должна иметь на конце обратный клапан и промывочную насадку);
- насосный агрегат;
- емкости для технологической жидкости;
- установка для нагрева технологической жидкости;
- технологическая жидкость.

Описание технологии

Для удаления гидратных пробок существует ряд методов, наиболее эффективным из которых является промывка скважины горячим соляным раствором (при $t = 70\text{--}80^{\circ}\text{C}$).

При использовании колтюбинговых установок гидраты удаляют путем подачи промывочной жидкости во внутреннюю полость НКТ, если эксплуатацию скважины проводят фонтанным способом, или с помощью ЭЦН. Если скважина оборудована ШСНУ, то технология удаления гидратной пробки усложняется. В этом случае непрерывную трубу спускают в кольцевое пространство между колонной НКТ и эксплуатационной колонной.

Наибольшие затраты времени и энергетических ресурсов требуются при проведении работ по растеплению скважины, т.к. имеет место образование массива гидратов и льда, как в колонне лифтовых труб, так и в кольцевом пространстве эксплуатационной колонны. В процессе удаления следует контролировать температуру промывочной жидкости на входе и выходе непрерывной трубы, а также у устья скважины. Слишком низкая температура восходящего потока свидетельствует о наличии гидратов в кольцевом пространстве, что чревато повторным формированием пробки в колонне лифтовых труб, потерей циркуляции и последующим прихватом непрерывной трубы.

При эксплуатации скважины ШСНУ спуск непрерывной трубы становится невозможным, поскольку там располагается колонна насосных штанг. В этом случае ее спускают в кольцевое пространство между колонной лифтовых труб и эксплуатационной колонной. Для этого используют эксцентричную планшайбу, аналогичную планшайбам для спуска приборов в кольцевое пространство, которой должна быть оборудована такая скважина (например, при проведении подземного ремонта для смены внутристекловинного оборудования). На отверстие, предназначенное для ввода непрерывной трубы, устанавливают уплотнитель облегченной конструкции.

Непрерывная труба спускается в скважину на пониженной скорости, поскольку размер кольцевого пространства мал и существует опасность ее

застривания. Горячая технологическая жидкость подается по непрерывной трубе и, поднимаясь по кольцевому пространству, нагревает образовавшийся гидрат. При разложении гидрата имеет место бурное выделение газа. В этот период непрерывную трубу целесообразно остановить и контролировать герметичность уплотнителя. После растепления основной массы гидратов при восстановлении циркуляции в работу может быть пущен станок-качалка. Технологическая жидкость будет поступать на прием ШСН, поднимаясь по колонне НКТ. Процесс подачи горячей технологической жидкости продолжают до тех пор, пока не установится стационарный тепловой режим работы скважины.

Технологии удаления парафиновых пробок и асфальтосмолистых отложений с помощью НТ

В процессе эксплуатации скважин фонтанным и газлифтным способами, а также при применении установок электропогружных насосов, в определенном интервале глубин происходит отложение парафина и асфальто-смолисто-парафиновых отложений (АСПО), которые ускоряют осаждение песка (если он есть), с последующим образованием пробок. Помимо традиционных методов их удаления – скребками, скреперами, «летающими» скребками и другими инструментами, весьма эффективно использование оборудования с НТ, которое позволяет проводить следующие операции по удалению отложений и пробок без прекращения эксплуатации скважины:

- 1) промывка тяжелой нефтью, нагретой до температуры выше 95°C; при этом необходимо удостовериться в совместимости закачиваемой нефти по составу с добываемой нефтью; принять меры по предотвращению образования эмульсии;
- 2) вымывание осадков полимерными гелями через колонну НТ, оснащенной гидромониторным устройством;
- 3) вымывание осадков с применением для промывки пены, особенно в истощенных продуктивных горизонтах и обсадных колоннах большого диаметра;
- 4) очистка скважины от осадков при помощи забойного двигателя и расширителя, спускаемых на ГТ (НТ) в любые по профилю скважины.

Эффективность выполнения таких работ существенно возрастает, если используют нагретую технологическую жидкость.

Удаление асфальтосмолистых (в том числе «восковых») пробок из эксплуатационной колонны с помощью НТ.

Данные виды работ осуществляются путем промывки скважины горячей нефтью или толуолом, ксилоном или горячим водным раствором

(температура 212 °F или 100 °C) при соблюдении необходимых мер безопасности.

В случае промывки водой необходимо:

а) иметь специальное герметизирующее оборудование, устойчивое к воздействию высоких температур;

б) перед спуском НТ в скважину провести промывку всей колонны НТ, находящейся на барабане;

в) проверить наличие консистентной смазки на всех роликах после проведения циркуляции.

- начинать осуществлять промывку на отметках глубже нижнего продуктивного горизонта;

- осуществлять циркуляцию до тех пор, пока в выходящей из скважины жидкости не будет отсутствовать твердая фаза;

- в одном цикле не производить повторную циркуляцию промывочной жидкости.

4.14 УДАЛЕНИЕ ЖИДКОСТИ ИЗ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Известно, что в процессе эксплуатации газовой скважины происходит снижение пластового давления и на забое скапливается жидкость: конденсат, нефть или вода. Увеличение ее уровня приводит к повышению противодавления на продуктивный пласт и уменьшению дебита скважины, вплоть до полной ее остановки. Такую жидкость при эксплуатации скважины обычными колоннами лифтовых труб с условным диаметром 73 мм и более при реальном режиме работы удалить не удается, поскольку скорость восходящего потока газа не обеспечивает выноса жидкости. Условием обеспечения выноса жидкости потоком газа является достаточная скорость его перемещения по колонне лифтовых труб, которая должна обеспечить перемещение вверх пленки жидкости на стенках скважины и ее капель, находящихся в ядре газового потока. Практика показала, что для обеспечения данного условия скорость газа в колонне лифтовых труб должна быть не менее 3 м/с. Это означает, что для удаления с забоя воды через трубы, диаметрами 32; 60,3; 73 мм, необходимо поддерживать расходы газа, соответственно, 2,8; 9; 14,2 тыс. м³/сут.

Также условия не всегда могут быть обеспечены, поскольку величина дебита ограничена продуктивными возможностями скважины.

Жидкость из скважины, в зависимости от конкретных условий эксплуатации, можно удалять периодически или постоянно. В первом случае целесообразно использовать агрегаты подземного ремонта скважин с колонной непрерывных труб. Во втором – эксплуатировать скважину по спущенной и закрепленной на устье колонне НТ (установка сифонной колонны). Выбор способа осуществляют с учетом расходов на выполнение

периодических ремонтов скважины или оснащения ее колонной НТ с креплением на устье.

Оснащение устья и спуско–подъем колонны непрерывных труб соответствуют операциям, осуществляемым при вызове притока и освоении скважины, либо очистке забоя от песка. Состав комплекса наземного оборудования отличается тем, что на поверхности колонна непрерывных труб соединяется с линией промыслового сбора газа, так как в период выноса жидкости эксплуатация скважины осуществляется по колонне НТ.

Преимуществом данной технологии является тот факт, что в процессе спуска или подъема колонны непрерывных труб эксплуатация скважины по газу не прекращается и ведется по колонне лифтовых труб.

Спуск НТ в качестве сифонных труб скважину осуществляют с помощью специального агрегата подземного ремонта. В начале операции отключают верхнюю фонтанную задвижку и устанавливают узел для подвески НТ. Он состоит из корпуса, в котором размещены клиновая подвеска,держивающая трубу, а также уплотнитель, обеспечивающий герметизацию зазора по наружной поверхности НТ. Над узлом подвески размещают катушку с радиальными окнами, через которые проводят срез колонны непрерывных труб после спуска на необходимую глубину.

Колонна непрерывных труб, спускаемая в скважину, должна быть оснащена пробкой, устанавливаемой на ее нижнем конце. Это упрощает работу наземного оборудования, исключает загрязнение колонны продукцией пласта и механическими частицами (технические примеси, окалины), попадающими на внутреннюю поверхность лифтовых труб по различным причинам.

После спуска НТ на расчетную глубину уплотнительный элемент узла подвески приводят в рабочее положение и сбрасывают давление над ним. Затем открывают окна катушки, устанавливают клиновую подвеску, в которой закрепляют колонну труб. Через окна катушки срезают колонну НТ, после чего с устья скважины удаляют оборудование, входящее в состав агрегата. К узлу крепления НТ присоединяют манифольд фонтанной арматуры.

Затем разбирается фланцевое соединение, крепящее узел подвески НТ к фонтанной арматуре. Соединение с помощью агрегата поднимается, и колонна фиксируется клиновым спайдером. После удаления узла подвески агрегат подземного ремонта демонтируют со скважины и монтируют агрегат для работы с непрерывными трубами. После завершения установки транспортера над устьем скважины осуществляют сращивание концов колонны, спущенной в скважину с трубой на катушке агрегата, и извлекают НТ из скважины.

Известен опыт применения сифонных колонн с переменной толщиной стенок (равнопрочные) диаметром 32 и 38 мм, которые спускались на глубину до 6727 м (компания «Exxon Co»).

Общепринятым приемом борьбы с этим является замена колонны лифтовых труб на колонну меньшего диаметра, поперечное сечение которой при заданном дебите обеспечивает скорость течения газа, обеспечивающую вынос жидкости. Однако, замена колонн требует глушения скважины, что в условиях пониженного пластового давления может привести к существенному снижению ее дебита после выполнения этих работ.

Для того, чтобы избежать этого нежелательного явления, следует использовать колтюбинговые технологии, обеспечивающие удаление жидкости без остановки скважины.

В зависимости от конкретных условий эксплуатации жидкость из скважины можно удалять периодически или постоянно.

Оборудование и материалы

- Колтюбинговая установка;
- насосный агрегат;
- емкости для технологической жидкости;
- источник инертного газа;
- компрессор для закачки инертного газа.

4.15 ИЗОЛЯЦИЯ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ В СКВАЖИНАХ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СТВОЛАМИ

Эффективность эксплуатации боковых стволов, особенно с большими горизонтальными участками, часто снижается по причине обводненности продукции. Работы по изоляции водоперетоков в скважинах с боковыми стволами осложняются из-за большой длины перфорированных труб (фильтра), находящихся в горизонтальной части хвостовика. Это вызывает определенные трудности при проведении ремонтно-изоляционных работ с использованием традиционных технологий и материалов.

Из факторов, в той или иной мере влияющих на работу скважин, в которых было произведено забуривание боковых стволов с горизонтальными участками, выделяют следующие:

– геологические (литологическая неоднородность залежей, низкое сопротивление пластов гидроразрыву, наличие в интервале цементирования высокопроницаемых водоносных горизонтов, значительные градиенты давления между вскрытыми пластами);

– технические (образование канала между цементным камнем и обсадными трубами за счет их деформации при снятии избыточного внутреннего давления, негерметичность заколонных пакеров, негерметичность эксплуатационной колонны);

– технологические (качество тампонажного раствора, эсцентртичное положение обсадной колонны, неполное вытеснение бурового раствора

тампонажным и их смешение, недостаточная очистка ствола от бурового шлама);

– физико-химические (несовместимость бурового и тампонажного растворов, наличие в тампонажном растворе избыточной воды, прорыв пластовых флюидов по проницаемым зонам в процессе ОЗЦ, седиментационные процессы в тампонажном растворе);

– механические (трещинообразование в цементном камне).

Однако главной причиной, приводящей к возникновению водоперетоков, является геологическое строение интервала забуривания бокового ствола и особенность конструкции скважин с боковыми стволами.

Когда интервал перетока не сообщается с перфорированным участком эксплуатационной колонны, проведение изоляционных работ требует установки отсекающего моста или взрывного пакера с последующей перфорацией. Эти работы, как правило, существенно увеличивают продолжительность ремонта и оказывают негативное воздействие на интервал продуктивного пласта. Кроме того, установка песчаных или цементных мостов в скважинах с геологическими осложнениями всегда проблематична.

Оборудование и материалы

- Колтюбинговая установка;
- насосно–компрессорный агрегат;
- насосный агрегат;
- автоцистерна;
- цементная установка;
- осреднительная емкость;
- емкость долива с запасом продавочной жидкости;
- ППУ (при проведении работ в зимнее время);
- изолирующая жидкость;
- блокирующая жидкость;
- тампонирующая смесь;
- цементный раствор.

Описание технологии

Для исключения влияния отрицательных факторов изоляцию заколонных перетоков производят через перфорированную часть эксплуатационной колонны. При этом продуктивный пласт «отключают» блокирующей жидкостью.

Проведение работ в скважинах с горизонтальными стволами включает в себя:

- определение рецептуры и параметров применяемых изолирующей и блокирующей жидкостей;
- приготовление и закачку с использованием непрерывной трубы в перфорированную часть горизонтального ствола блокирующей жидкости;
- приготовление и закачку с использованием непрерывной трубы в зону водоперетока раствора ПАВ и тампонирующей смеси;
- ожидание реакции или затвердевания цемента;
- разбуривание цементного стакана;
- работы по очистке ствола скважины от остатков блокирующей жидкости;
- освоение скважины;
- комплекс геофизических исследований с непрерывной трубой для оценки качества проведенных работ.

4.16 ПРИМЕНЕНИЕ НТ В КАЧЕСТВЕ ЛИФТОВЫХ КОЛОНН

Известно применение колонн непрерывных труб в качестве обсадных и лифтовых колонн, хвостовиков, забойных щелевых фильтров, рабочих колонн для намыва гравийного фильтра, выкидных линий и промысловых трубопроводов. Постоянную эксплуатацию газовых скважин по стационарно установленной колонне НТ осуществляют для обеспечения высокой скорости восходящего потока и выноса жидкости из скважины. В последние два десятилетия в США было использовано более 15 колонн НТ больших диаметров (50,8...73 мм) в качестве эксплуатационных и нагнетательных колонн, а также удлиненных хвостовиков.

В горизонтальных скважинах НТ применяют как в качестве обсадных колонн с щелевыми или круглыми отверстиями, так и как эксплуатационные хвостовики в горизонтальной части ствола.

Использование НТ в качестве первичной эксплуатационной колонны может оказаться весьма перспективным для северных регионов, где трудности со снабжением и высокие эксплуатационные затраты ограничивают применение традиционных установок для капитального ремонта скважин.

В последнее время проведение операций с непрерывными трубами существенно усложнилось ввиду эксплуатации горизонтальных участков скважин большой длины. В таких случаях необходимо преодолевать весьма большие силы трения при проталкивании колонн НТ в скважину, вследствие чего возможно ее повреждение.

Для решения этой проблемы разработана новая технология, предусматривающая спуск в скважину с помощью потока жидкости не только инструментов, но и колонны НТ без потери ее устойчивости. Например, хвостовик из ГТ (НТ) может быть спущен в скважину для ремонта поврежденной или негерметичной лифтовой колонны.

При использовании НТ отпадает необходимость подъема забойного оборудования, установленного при первичном заканчивании скважин.

Аналогичная задача может быть решена при эксплуатации нефтяных скважин с большим газовым фактором. При работе с лифтовыми колоннами относительно больших диаметров (60,3 и 73 мм) эффект от наличия газовых пузырьков, поднимающихся вверх, незначителен. При уменьшении диаметра колонны до 33 или 38 мм эффективность газлифта резко возрастает и скважина может перейти в режим фонтанирования. Опыт такого перевода отдельных скважин на месторождении Прадхо-Бей показал, что после спуска в них НТ диаметром 50,8 мм на глубины от 1520 до 2290 мм, стала возможной эксплуатация скважины с использованием газлифта вплоть до фонтанирующего режима.

Описание технологии

Используются две технологии применения непрерывной трубы для эксплуатации скважины – с соединением конца трубы с ниппелем, установленным на колонне НКТ, заранее спущенной в скважину, или пакере, ранее установленном в скважине и спуск с пакером (рисунок 61).

Наиболее предпочтительным является первый вариант, который исключает установку пакера посредством колтюбинга. Также предусматривается оснащение нижнего конца посадочным ниппелем, который должен взаимодействовать с ответной деталью, установленной на пакере, предварительно размещенному в скважине.

Спуск пакера на непрерывной трубе требует выполнения набора операций, совершаемых при традиционных технологиях установки пакера на колонне НКТ. Обязательным условием при этом является использование разъединителя, который срабатывал бы без вращения трубы с поверхности. Это же относится и к технологии установки и съема пакера.

Непрерывная труба используется при эксплуатации скважин в тех случаях, когда необходимо увеличить скорость восходящего потока пластовой жидкости и газа. Подобные задачи возникают при уменьшении пластового давления и соответственного снижения дебита газовых скважин, приводящего к образованию жидкостных или песочных пробок на забое газовой скважины. При эксплуатации фонтанирующих нефтяных скважин с достаточным газовым фактором переход на колонну лифтовых труб меньшего диаметра (33; 38 мм) вместо 60,3 и 73 мм обеспечивает возникновение газлифта и переход в режим фонтанирования.

В ряде случаев бывает целесообразным спуск НТ в колонну лифтовых труб для продолжения эксплуатации скважины фонтанным способом в случае возникновения негерметичности последней. Это позволяет продлить срок фонтанной эксплуатации и избежать глушения скважины, необходимого для извлечения колонны НКТ.

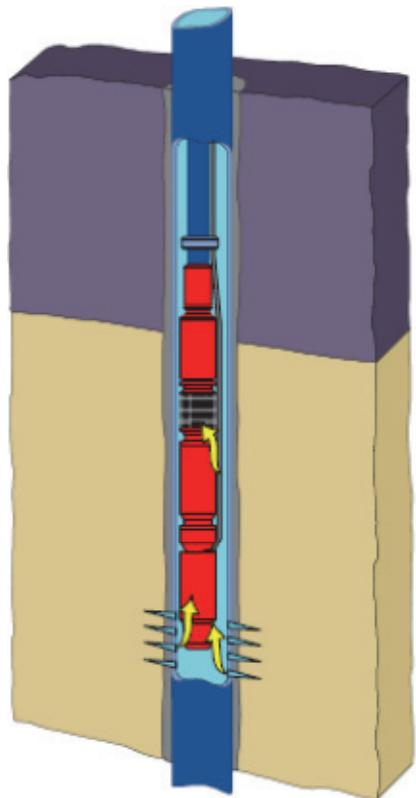


Рисунок 61 – Технология применения непрерывной трубы для эксплуатации скважины с нипелем

Для эксплуатации скважин разработана непрерывная труба с условным диаметром 114 мм, наружная поверхность которой снабжена слоем изоляции из пластического материала.

Известно использование струйных насосов и ЭЦН, спускаемых на ГНКТ (НТ).

4.17 КОНТРОЛЬ СКВАЖИНЫ. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ГНВП. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА

В работе с НТ следует руководствоваться: 1). ПБ в нефтяной и газовой промышленности. 2). Инструкцией по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности» (РД 08–254–98).

Газонефтеводопроявление (ГНВП) – вид осложнения, при котором поступление флюида из пласта в скважину или через ее устье можно регулировать или приостанавливать с помощью противовыбросового оборудования.

Открытый фонтан (ОФ) – это неуправляемое истечение пластовых флюидов через устье скважины в результате отсутствия, технической неисправности, негерметичности, разрушения противовыбросового оборудования или вследствие грифенообразований.

Для управления скважиной при ГНВП применяется противовыбросовое оборудование и герметизирующие устройства, которые монтируются на устье в соответствии со схемой в зависимости от категории скважины. Для ремонта скважин в основном применяются малогабаритные плашечные превенторы, универсальные превенторы. Управление превентора может быть ручным или гидравлическим.

Герметизация межтрубного пространства плашечных превенторов осуществляется специальными плашками с гуммированной поверхностью, которые обжимают тело трубы с двух сторон при вращении штурвалов. Трубные плашки должны соответствовать своими размерами применяемым трубам, или применяется специальная аварийная труба соответствующего плашкам диаметра. На случаи выхода из строя НКТ или бурильных труб устанавливаются превенторы с глухими плашками, которые перекрывают трубное пространство.

Применяются также спаренные однокорпусные превенторы. В теле универсального превентора находится резиновый кольцевой уплотнитель, который под воздействием перемещающегося под давлением конического уплотнительного кольца изменяет конфигурацию и обжимает тело трубы.

Герметизирующие устройства производят перекрытие затрубного пространства за счет уплотнения герметизирующей головки в конической выемке основания за счет веса подвешенных труб. Для предотвращения выталкивания головки давлением в скважине, она стопорится упорами. Контроль трубного пространства осуществляется при помощи шарового крана, который, как правило, устанавливают на аварийную трубу или дистанционный патрубок. Для контроля потока жидкости из скважины применяется обвязка, которая включает в себя набор задвижек, дросселей, направляющих патрубков, манометров.

Промышленная безопасность и охрана труда

- Особое внимание при работе оборудования удалено безопасности персонала. Оборудование сертифицировано и адаптировано для работы на нефтяных и газовых месторождениях.
- Программное обеспечение оснащено визуальными и звуковыми сигналами тревоги.
- Контроль за операцией производится из кабины управления оператора.
- Персонал защищен от ГНВП.

- ПВО (превентор, стриппер, устьевые переводники) рассчитаны на рабочее давление 700 атм и имеет дублирующий блок управления.
- Резервная система на азоте достаточно большого объема.
- Оборудование спроектировано с хорошим обзором для персонала.
- Передвижная ремонтная мастерская оснащена индикатором веса для предотвращения перегрузки крана–манипулятора.
- Передвижная ремонтная мастерская с краном–манипулятором имеет пульт дистанционного управления, что обеспечивает визуальный контроль при проведении грузоподъемных операций.

Технические условия

1. Перед монтажем превентора на устье скважины проверить открытие–закрытие плашек превентора вращением штурвалов.
2. После монтажа превентора производится опрессовка на максимальное ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны, выдержкой в течение 10 минут.
3. Плашки превентора должны соответствовать диаметру применяемой ГНКТ (НТ).
4. Исправность и работоспособность превентора проверяется ежесменно с записью в журнале ежесменного осмотра оборудования.
5. Каждые шесть месяцев превентор проходит ревизию и опрессовку в условиях производственной базы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В современных условиях нефтегазодобычи, характеризующихся сложным геологическим строением месторождений, ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами пластов, наличием пластовых вод, одним из перспективных и бурно развивающихся направлений специализированного оборудования в нефтяной и газовой промышленности являются колтюбинговые технологии.

Традиционные технологии бурения и ремонта скважин зачастую не обеспечивают достижения высоких показателей коэффициента извлечения углеводородов и допустимой рентабельности при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Применение колтюбинговых технологий обеспечивает расширение технологических возможностей и разнообразия осуществляемых операций в нефтегазодобыче.

НТ дают возможность получить доступ в горизонтальные и боковые стволы скважин, выполнять их ремонт, проводя технологические операции, недоступные традиционными методами.

Мировой опыт применения гибких труб неоднократно подтвердил преимущества колтюбинга.

Широкое применение безмуфтовых длиномерных гибких труб объясняется их высокой технологичностью и экономической эффективностью.

НТ позволяют проводить бурение на депрессии без глушения скважин и увеличить их дебит в 3-5 раз. С установками ГТ осуществляют следующие технологические операции:

- промывка песчаных пробок;
- РИР;
- закрепление ПЗП;
- освоение скважин;
- проведение АВР и т.д.

Внедрение селективного ГРП при помощи технологии НТ на сегодняшний день одно из основных направлений по увеличению добычи углеводородов.

Безусловно, необходимо продолжить разрабатывать и апробировать новые технические решения по наземному и внутрискважинному оснащению установок НТ и технологиям с помощью НТ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вайншток С.М., Молчанов А.Г., Некрасов В.И., Чернобровкин В.И. Подземный ремонт и бурение скважин с применением непрерывных труб. – М.: Издательство Академии горных наук, 1999. – 224 с.
2. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту скважин / Амиров А.Д. и др.– М.: Недра, 1979.– С. 238–241.
3. 2–Патент РФ № 2127807 Е 21 В 43/32.
4. Официальный интернет–сайт журнала «Время колтюбинга»: www.cttimes.org.
5. Теория и практика ремонтно–изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: Учеб. пособ. / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.
6. Кустышев, А.В., Ваганов Ю.В. Изоляция притока пластовых вод с помощью колтюбинговой установки на газовых месторождениях Западной Сибири // Время колтюбинга. – 2013. – № 2. – С. 30–36.
7. Ремонт нефтяных и газовых скважин / Под ред. Ю.А. Нифонтова. – С.–Пб.: АНО НПО «Профессионал», 2005.– 914 с.
8. Пат. 2247224 РФ. Е 21 В 33/13. Способ изоляции притока пластовых вод в нефтяные и газовые скважины / С.К. Сохощко, И.И. Клещенко, А.П. Телков, А.К. Ягафаров, Ю.В. Сухачев и др. (РФ).– № 2002112144, заяв. 06.05.02; опубл. 20.11.05, бюл. № 6.
9. Рабинович Е.З., Евгеньев А.Е. Гидравлика / Учебник для техникумов. 3–е издание. М.: Недра, 1987, 224 с.
10. Земляной А.А. К вопросу об ограничениях, которые следует учитывать при проведении гидравлических расчетов непрерывных труб // Нефть и газ Западной Сибири: материалы международной научно–технической конференции. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014, с. 101–107.
11. Кустышев А. В., Кононов А. В., Чижова Т. И [и др]. Техническое состояние и капитальный ремонт газовых скважин месторождений ООО «Ноябрьскгаздобыча» // Обз. информ.. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 53 с.
12. Пат. 2451175 РФ. Е 21 В 43/27, Е 21 В 43/22. Способ обработки призабойной зоны низкопроницаемого терригенного пласта / С. А. Скрылев, Е. В. Паникаровский, Д. А. Кустышев и др. (РФ).– № 2010151580, заяв. 15.12.10; опубл. 14.07.12, бюл. № 20.
13. Паникаровский Е.В., Сингуров А.А, Кустышев Д.А. Кислотные обработки слабосцементированных коллекторов с использованием лимонной кислоты // Время колтюбинга. – 2013. – № 4. – С. 70–76.
14. Пат. 2441979 РФ. Е 21 В 43/27. Способ кислотной обработки призабойной зоны нефтедобывающей скважины / Р. С. Хисамов, Р. И. Шафи-

гуллин, И. З. Чупикова и др. (РФ).– № 2011103642/03, заяв. 02.02.11; опубл. 10.02.12, бюл. № 4.

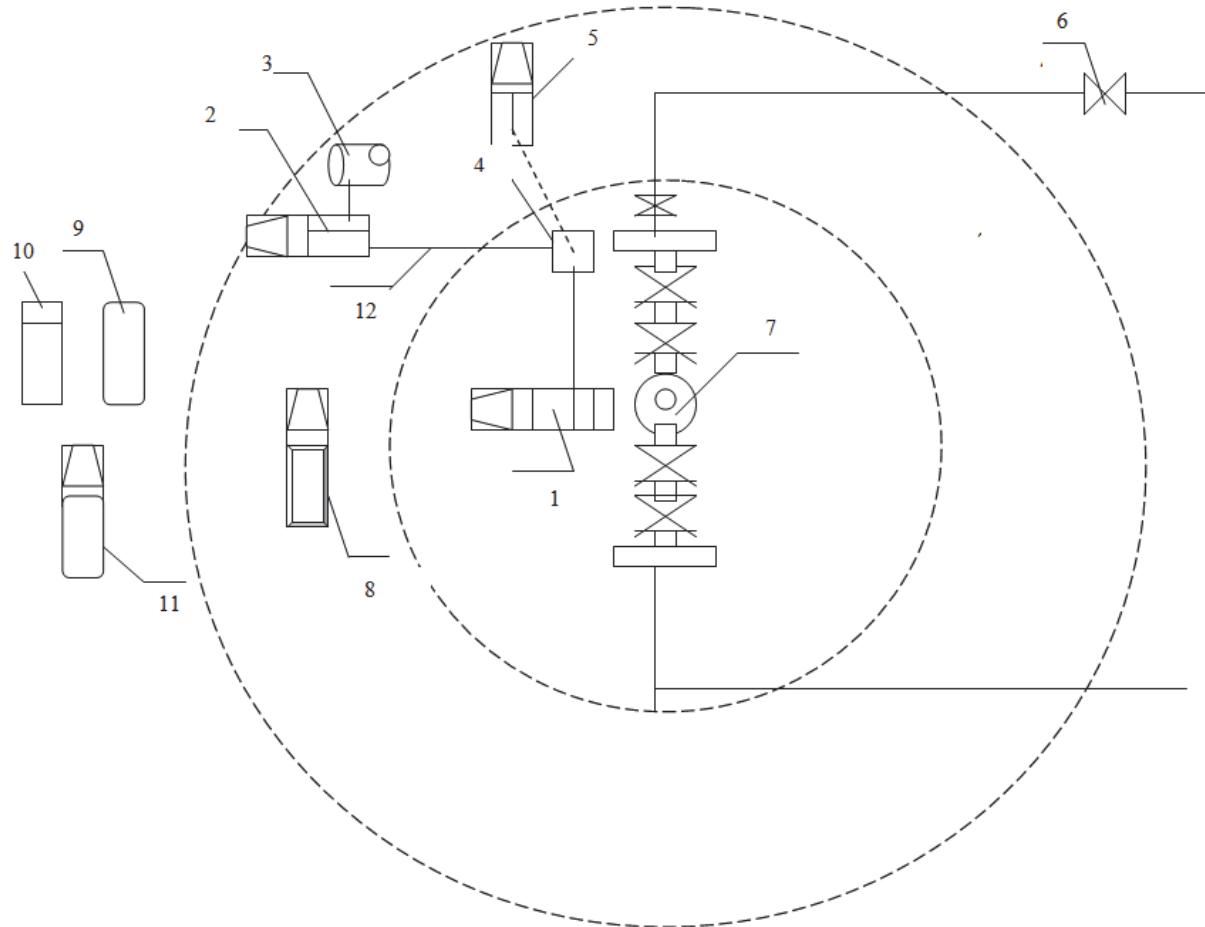
15. Справочная книга по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин под. ред. Алиева.
16. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин. Курс лекций (Кустышев А.В.). – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – 230 с.
17. Быков И.Н Мониторинг технического состояния скважин на основе глубинной видеосъемки // Статья с интернет–сайта www.gr.neftegaz.ru.
18. Исмаилов Н.А., Воркожоков А.А. Опыт применения скважинных систем видеонаблюдения при проведении капитального ремонта скважин, Территория нефтегаз, № 12, 2010.
19. Леонтьев Д.С., Козлов Е.Н., Шаталов Д.А., Голубева О.С., Долгушин В.А. Совершенствование технологии скважинной съемки // Подготовка кадров и современные технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. научн. тр. Межрегиональной науч. – технич. конф. с Международным участием, посвященной 10– летию Института нефти и газа и 65–летию Победы в Великой Отечественной Войне. – Тюмень: Изд–во «ТюмГНГУ», 2010. с 15– 18.
20. Рекомендации по определению видов ремонтных работ в скважинах, эксплуатируемых организациями нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой и нефтехимической промышленности. – М.: Минэнерго РФ, 2008.
21. Зозуля Г.П. Расчеты при капитальном ремонте скважин: учебное пособие для вузов / Г.П.Зозуля, В.М.Шенбергер, М.Л.Карнаухов, С.И.Грачев, Г.Т.Герасимов, М.Г.Гейхман. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003.– 188 с.
22. Шенбергер В.М. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: В.М. Шенбергер, Г.П.Зозуля, М.Г. Гейхман, И.С. Матиешин, А.В. Кустышев / Учебное пособие для ВУЗов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. – 594 с.
23. Нифонтов Ю.А. «Ремонт нефтяных и газовых скважин» / И.И. Клещенко, Г.П.Зозуля, М.Г. Гейхман, А.В. Кустышев и др. – С.–Пб.: АНО НПО «Профессионал», 2005. Т1 – 314 с., Т2 – 548 с.
24. С.А. Агеев, В.П. Краузе, Г.А. Киряков. О передовых технологиях ремонта скважин с помощью колтюбинговых установок // Время колтюбинга. – 2012. – № 4. – С. 48-53.
25. С.А. Заграничный. Проведение многостадийного ГРП с применением колтюбинга и системы жидкости ГРП TriFrac-CTM // Время колтюбинга. – 2014. – № 2. – С. 38-41.
26. А.А. Бочкарев. Плазменно-импульсное воздействие. Перспективы применения на горизонтальных скважинах // Время колтюбинга. – 2010. – № 4-5. – С. 38-41.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Фактическая схема
размещения оборудования и техники при проведении работ
по осушению газовой скважины колтюбинговой установкой.

скважина № месторождение



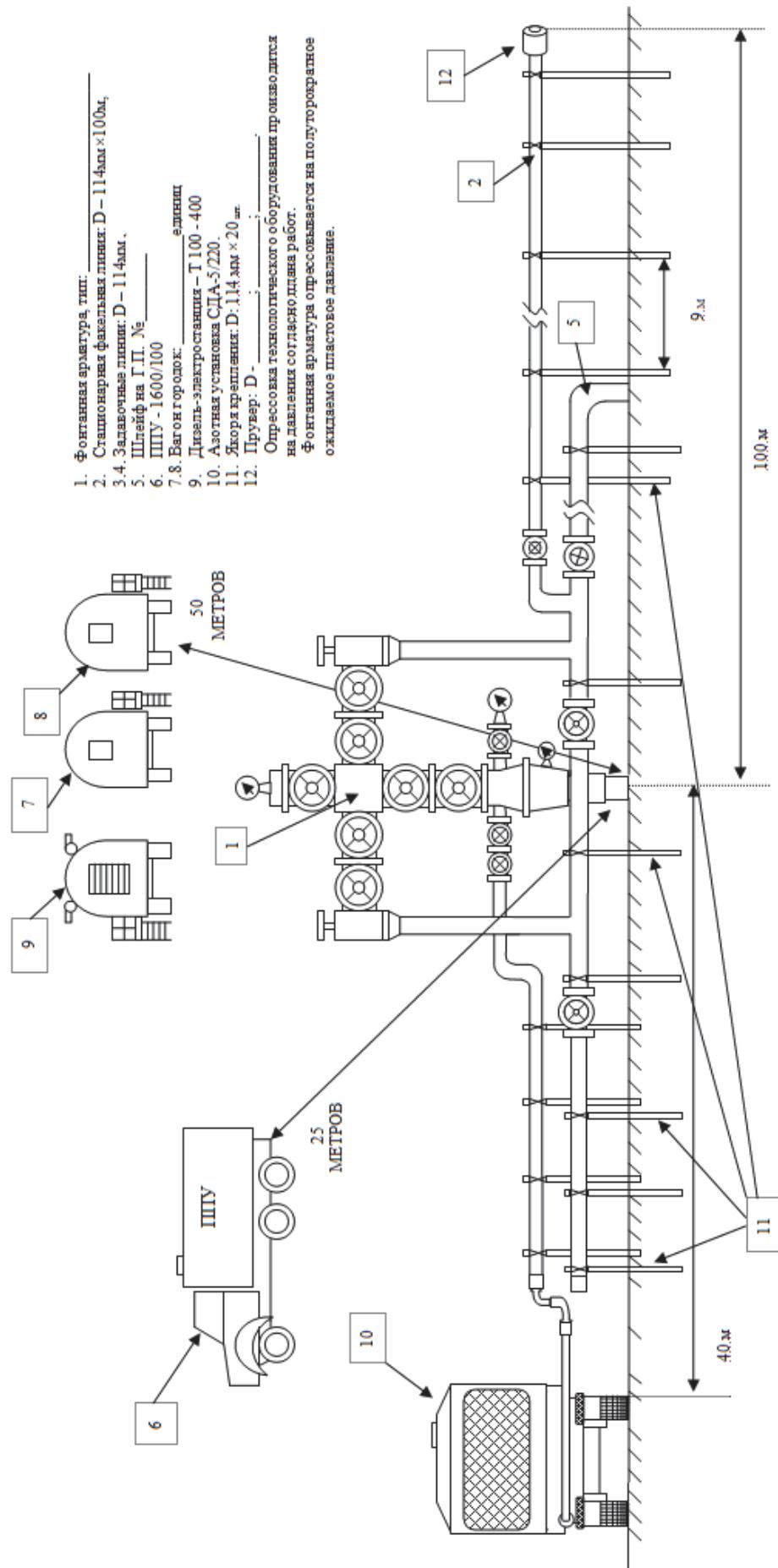
Условные обозначения:

- | | |
|------------------------------------|-----------------------------------|
| 1. Установка НТ; | 7. Превентор; |
| 2. Насосная установка; | 8. Паровая передвижная установка; |
| 3. Емкостной парк; | 9. Вагон – городок; |
| 4. Тройник или буферная установка; | 10. Передвижная электростанция; |
| 5. Компрессор СД 5/220; | 11. Вахтовый автомобиль; |
| 6. Отсекающая задвижка на шлейфе; | 12. Линия подачи метанола. |

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

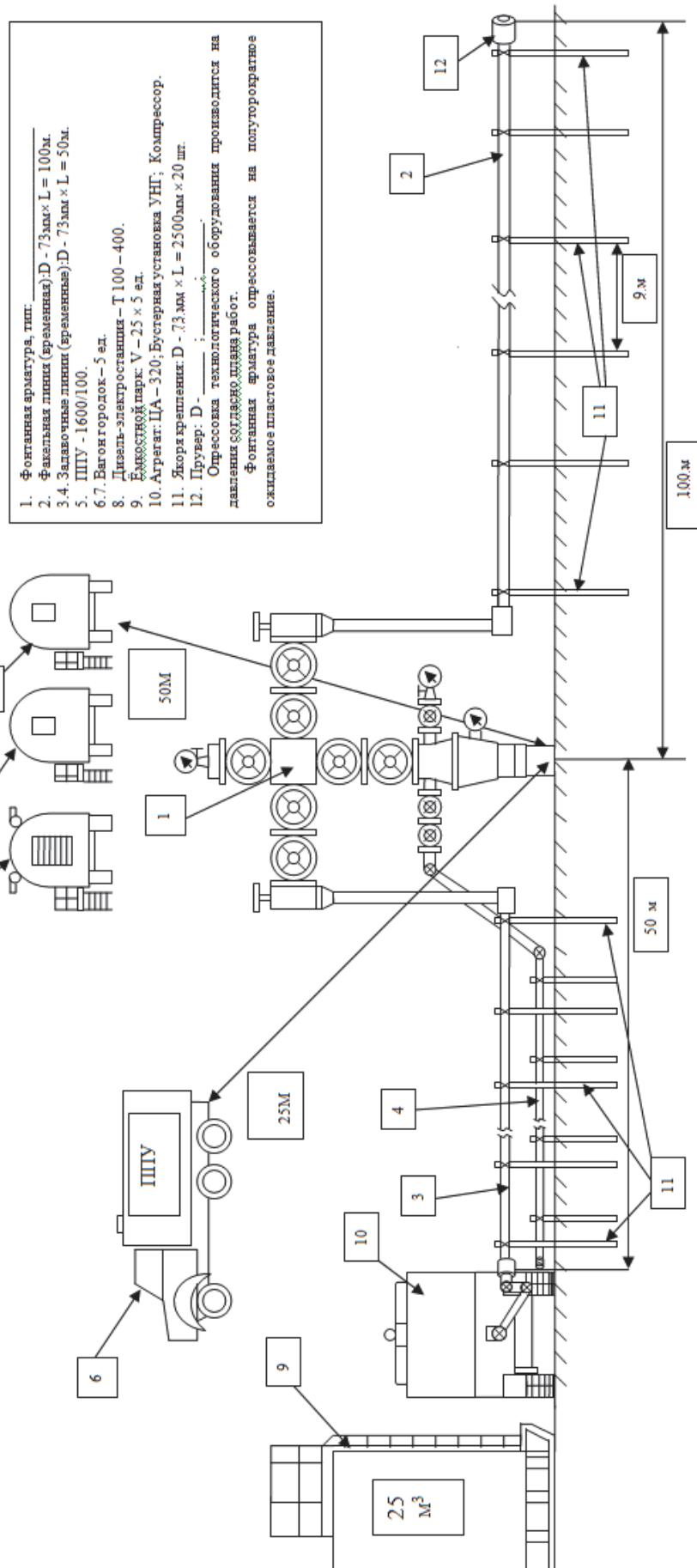
**Фактическая схема стационарной
обвязки устья скважины при освоении скважины.**

Месторождение _____ СКВ. № _____

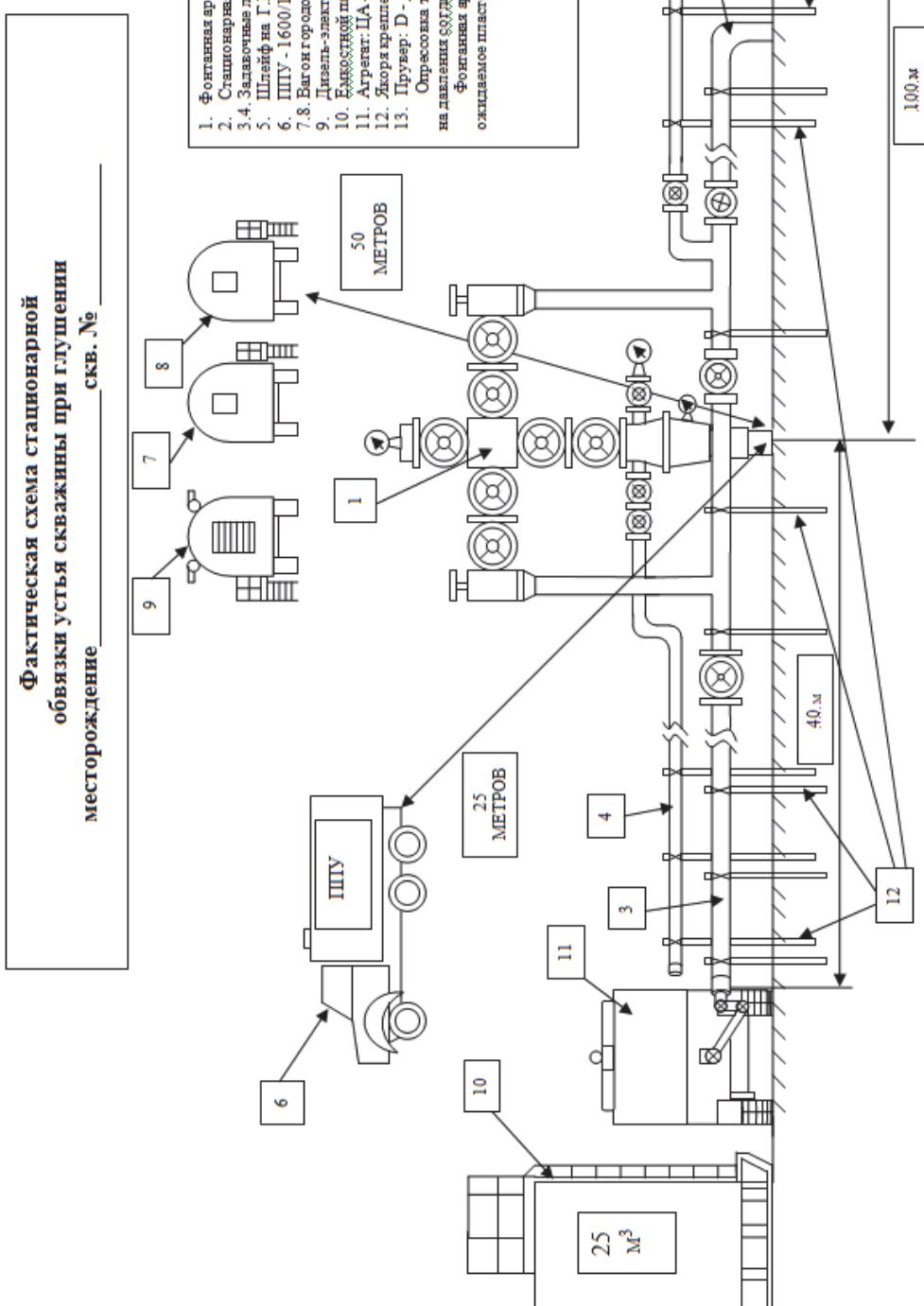


ПРИЛОЖЕНИЕ 3

**Фактическая схема временной
обвязки устья скважины при глушиении, освоении, отработке
месторождение _____ скв. № _____**

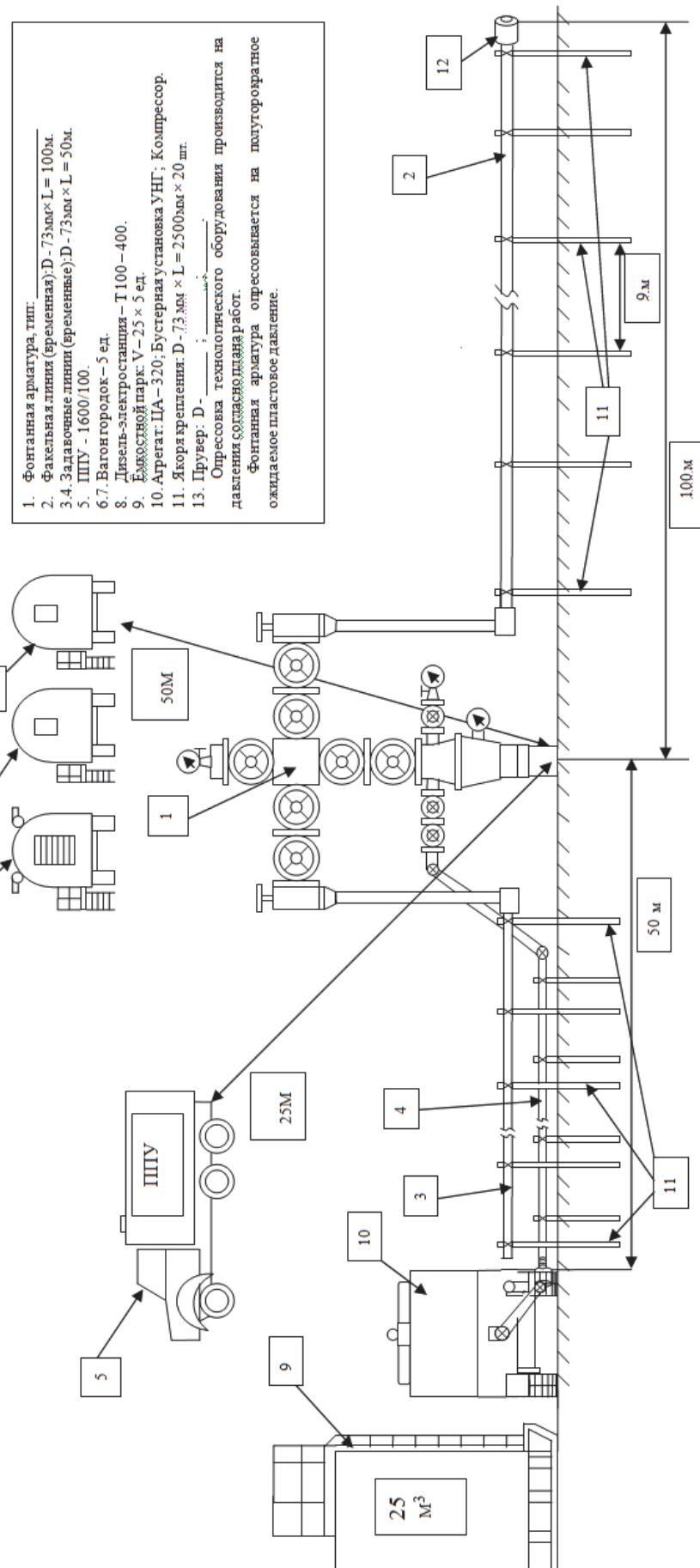


ПРИЛОЖЕНИЕ 4

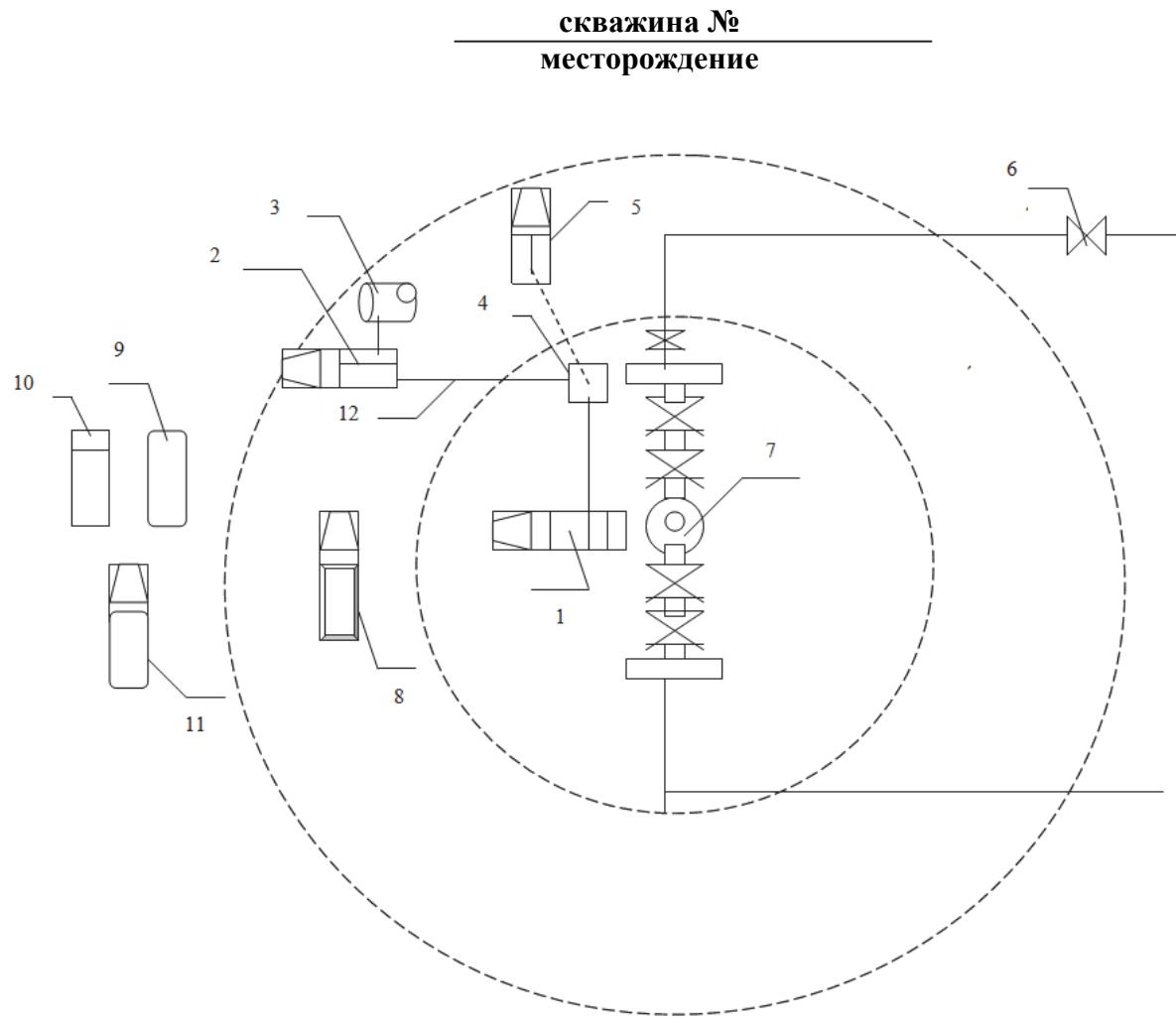


ПРИЛОЖЕНИЕ 5

**Фактическая схема временной
обвязки устья скважины при освоении и отработке
месторождение _____
скв. № _____**



**Фактическая схема
размещения оборудования и техники при проведении работ
по освоению скважины колтюбинговой установкой.**

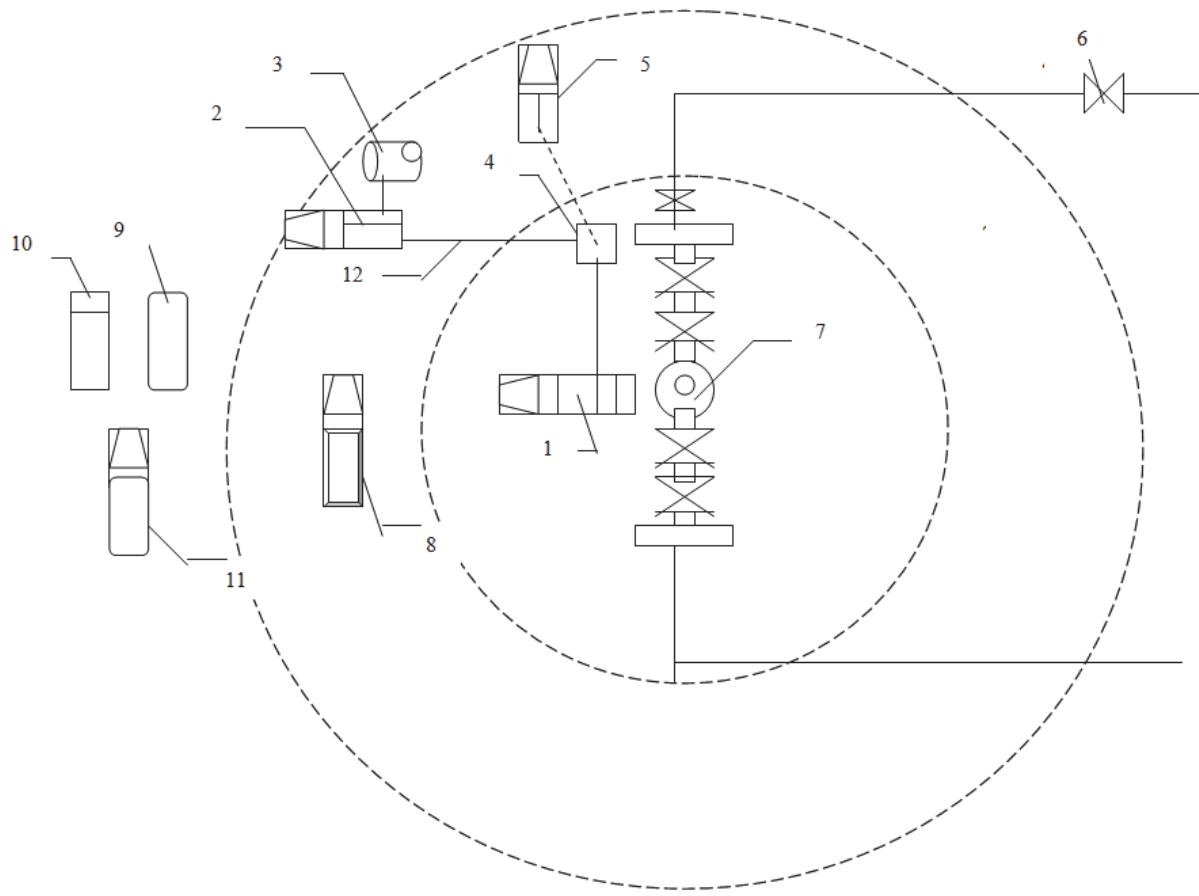


Условные обозначения:

- | | |
|------------------------------------|-----------------------------------|
| 1. Установка НТ; | 7. Превентор; |
| 2. Насосная установка; | 8. Паровая передвижная установка; |
| 3. Емкостной парк; | 9. Вагон – городок; |
| 4. Тройник или буферная установка; | 10. Передвижная электростанция; |
| 5. Компрессор СД 5/220; | 11. Вахтовый автомобиль; |
| 6. Отсекающая задвижка на шлейфе; | 12. Линия подачи метанола. |

**Фактическая схема
размещения оборудования и техники при проведении работ
по промывке песчано–глинистых пробок в скважине колтюбинговой
установкой.**

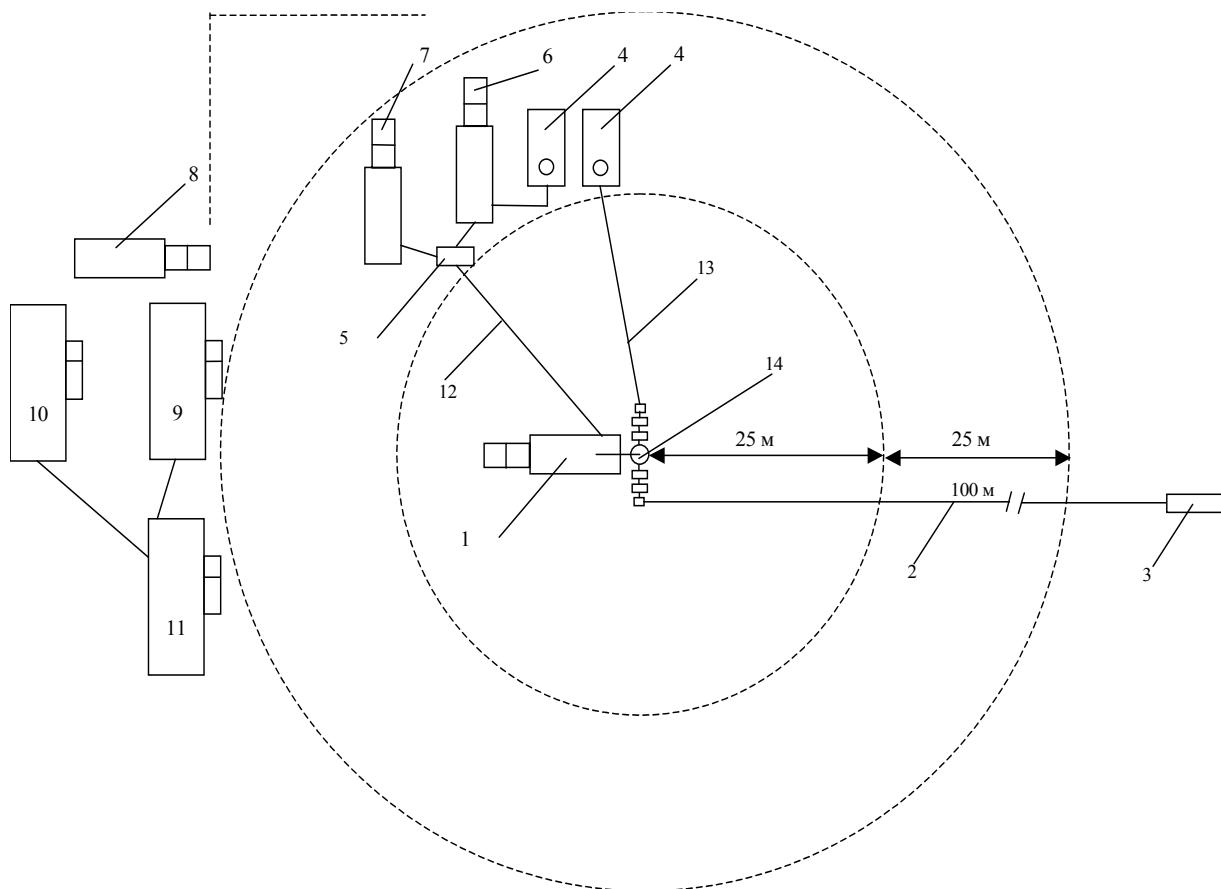
**скважина №
месторождение**



Условные обозначения:

- | | |
|-----------------------------------|-----------------------------------|
| 1. Установка НТ; | 7. Превентор; |
| 2. Насосная установка; | 8. Паровая передвижная установка; |
| 3. Емкостной парк; | 9. Вагон – городок; |
| 4. Тройник; | 10. Передвижная электростанция; |
| 5. Компрессор СД 5/220; | 11. Вахтовый автомобиль; |
| 6. Отсекающая задвижка на шлейфе; | 12. Линия подачи метанола. |

ТИПОВАЯ СХЕМА
расположения техники и оборудования при проведении ремонта
скважин с помощью установки «Непрерывная труба»



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- | | |
|----------------------------------|----------------------------|
| 1. установка НТ; | 8. вахтовый автомобиль; |
| 2. факельная линия; | 9. вагон мастера с радией; |
| 3. прувер; | 10. жилой вагон; |
| 4. ёмкостной парк; | 11. ДЭС с прожекторами; |
| 5. теплообменник, чанок и т. п.; | 12. нагнетательная линия; |
| 6. насосная установка; | 13. обратная линия; |
| 7. ППУ; | 14. превентор. |

ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИН

Оборудование устья скважины при проведении работ с использованием колонны гибких труб содержит (рис. 1) эксплуатационную арматуру, используемую на данной скважине. Это может быть фонтанная арматура, эксплуатационная арматура установки электроцентробежного насоса, арматура нагнетательной скважины, штанговая скважинная установка с эксцентричной шайбой.

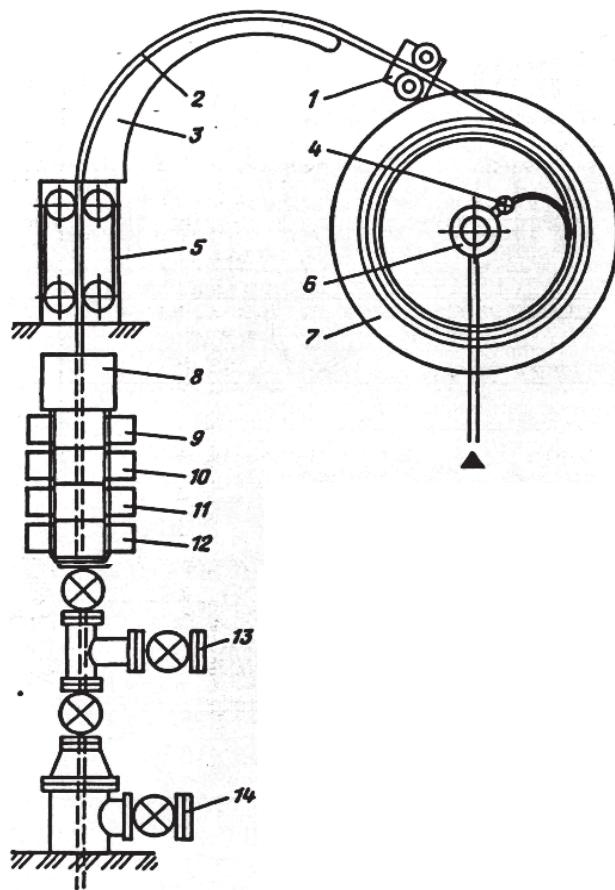


Рисунок 1 – Схема оборудования устья скважины и основных узлов агрегата при выполнении работ с гибкой трубой:

- 1 – укладчик трубы; 2 – колонна гибких труб; 3 – направляющая дуга;
- 4 – задвижка; 5 – транспортер; 6 – вертлюг, 7 – барабан с КГТ;
- 8 – герметизатор устья; секции превентора: 9 – перекрывающая все попечное сечение, 10 – с перерезывающими плашками, 11 – с поддерживающими плашками, 12 – герметизирующая КГТ; отвод жидкости: 13 – из полости НКТ, 14 – из кольцевого пространства между НКТ и эксплуатационной колонной.

В первых трех случаях на фланце верхней стволовой задвижки монтируют четырехсекционный превентор, входящий в состав комплекса оборудования для проведения подземного ремонта. Превентор должен обеспечивать свободный пропуск колонны гибких труб в скважину. При возникновении аварийной ситуации он либо герметизирует полость колонны насосно–компрессорных труб, в которую спущена гибкая труба, либо удерживает последнюю в подвешенном состоянии, либо перерезает ее, либо перекрывает поперечное сечение скважины.

В рассматриваемых комплексах оборудования используют плашечные превенторы с механическим или гидравлическим приводом. При этом конструкции исполнительной части превенторов – корпуса и плашки – практически идентичны.

Предпочтительнее применять превенторы с гидравлическим приводом, поскольку ручное управление штурвалами бывает затруднено при высокой эксплуатационной устьевой арматуре. Нередки случаи, когда верхний фланец последней для нефтяной скважины находится на высоте 1,5 – 2 м, а газовой ~ на высоте 3 – 4 м.

На верхнем фланце превентора монтируют герметизатор. Он служит для обеспечения герметичности полости колонны насосно–компрессорных или эксплуатационных труб при работе с КГТ в штатной ситуации.

Обычно герметизатор колонны гибких труб содержит уплотнительный элемент, через который пропущена гибкая труба. Степень обжатия ее уплотнительным элементом определяется давлением рабочей жидкости гидропривода, подаваемой в его цилиндр. В процессе работы в зависимости от положения штока цилиндра гидропривода уплотнительный элемент может обеспечивать или гарантированный зазор, или плотное прижатие к поверхности гибкой трубы. В некоторых конструкциях в результате силы трения, возникающей на поверхности контакта трубы с уплотнительным элементом, труба может удерживаться на весу.

Над герметизатором устанавливают устройство, обеспечивающее принудительное перемещение колонны гибких труб вверх или вниз. В отечественной технической литературе это устройство называют транспортером, а в англоязычной – инжектором или инжекционной головкой.

В агрегатах для работы с колонной гибких труб реализуют обычно два направления оформления узлов крепления транспортера в рабочем положении.

Первое решение предусматривает использование специальной опоры – пространственной металлоконструкции, которая удерживает транспортер и опирается на грунт четырьмя опорными плитами. Как правило, эту опору снабжают растяжками, которые крепят к установленным в грунте якорям. В ряде конструкций агрегатов транспортер дополнительно удерживается в верхней части посредством монтажного устройства, обеспечивающего его установку. И дополнительное крепление в верхней части, и растяжки слу-

жат для восприятия горизонтальных составляющих усилий при перемещении трубы в периоды спуска или подъема.

Опора транспортера должна иметь достаточную высоту, чтобы обеспечить установку этого узла над фонтанной арматурой, превентором и уплотнительным элементом устья.

Преимущество подобной системы заключается в практически полной разгрузке устья скважины от поперечных усилий, возникающих при операциях монтажа–демонтажа оборудования и действии агрегата. Это особенно важно при работе с "высокими" устьями, на которых даже незначительные поперечные усилия приводят к появлению больших изгибающих моментов, действующих на элементы устьевого оборудования.

Использование опоры транспортера позволяет разгрузить устье от вертикальных сил, обусловленных собственным весом оборудования, и нагрузки от веса колонны гибких труб, спущенных в скважину.

К недостаткам следует отнести необходимость хотя и в простом, но дополнительном узле – опоре, которую нужно собирать и устанавливать на устье скважины перед монтажом транспортера.

Второе решение предусматривает монтаж транспортера непосредственно на герметизатор устья. В данной конструкции агрегата монтаж–демонтаж осуществляют с помощью манипулятора, к которому жестко присоединен транспортер. При работе агрегата штоки гидроцилиндров, перемещающих элементы манипулятора, фиксируются, что обеспечивает жесткую связь транспортера с установкой.

Преимуществом данного технического решения является комплексное использование манипулятора, а недостатком – неизбежность возникновения поперечных сил, действующих на устье как при монтаже–демонтаже, так и при работе агрегата. Последнее обусловлено неизбежной просадкой домкратов, на которые опирается рама агрегата, и низкой жесткостью самого манипулятора. Кроме того, на устье скважины передаются усилия веса транспортера и колонны гибких труб. На газовых скважинах работа с подобным оборудованием из–за возможности разрушения фонтанной арматуры запрещена Ростехнадзором РФ.

Типовая схема обвязки устья скважины при проведении ремонта с установки, оборудованной гибкой трубой представлена на рисунке 2.

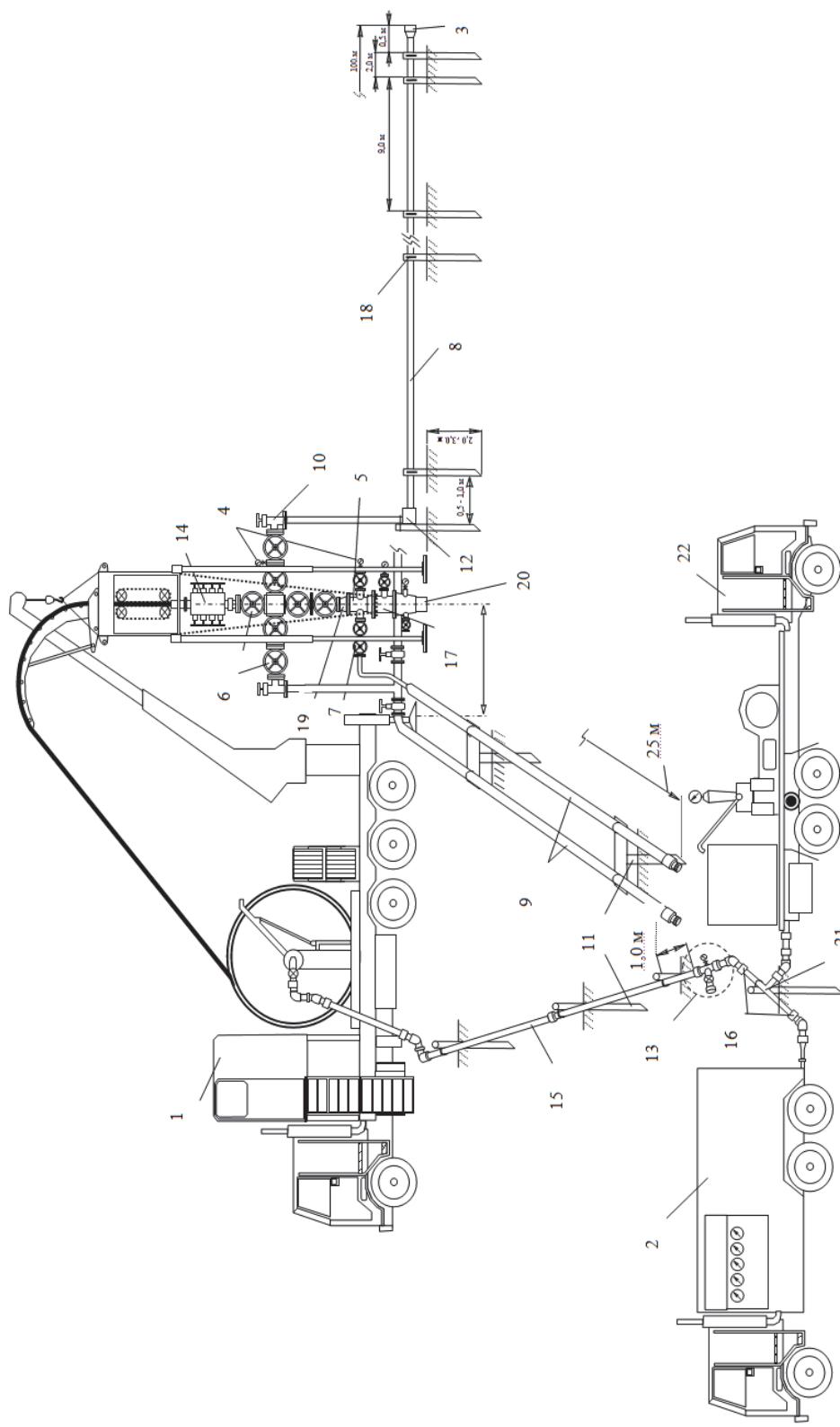


Рисунок 2 – Типовая схема обвязки устья скважины при проведении ремонта с установкой, оборудованной гибкой трубой:
 1 – колтюнговая установка; 2 – компрессор; 3 – прувер; 4 – манометр с КВД; 5 – трубная головка Ф.А. 6 – задвижка фонтанной арматуры; 7 – задвижка фонтанной арматуры; 8 – факельная линия; 9 – задавочные линии; 10 – угольник кованый; 11 – якорь; 12 – блок превенторов; 13 – узел сброса давления; 14 – быстросъёмное соединение; 15 – хомут крепления; 16 – планшайба (адаптер) Ф.А.; 20 – переводник колонный кондуктора; 21 – тройник; 22 – цементировочный агрегат;

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ НТ

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

ПЛАЗМЕННО-ИМПУЛЬСНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ. ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

В последние годы обеспечение поддержания и увеличение объемов добычи нефти и газа нефтегазодобывающими компаниями России происходит в основном за счет интенсивной эксплуатации крупных и уже длительное время разрабатываемых месторождений. Однако высокая обводненность извлекаемой продукции и резкое понижение пластового давления продуктивных горизонтов приводят к неуклонному снижению эффективности эксплуатационного фонда скважин и, как следствие, к снижению коэффициента извлечения нефти (КИН). Одним из наиболее эффективных методов повышения КИН является бурение горизонтальных скважин.

При использовании технологий бурения горизонтальных скважин стало возможным разрабатывать новые, считавшиеся ранее неэффективными, месторождения и извлекать углеводороды, считавшиеся ранее неизвлекаемыми вследствие малой мощности и низкой проницаемости продуктивного пласта. При всех плюсах разработки месторождений при помощи горизонтальных скважин с их эксплуатацией связаны некоторые осложнения. Контакт более значительной части пласта с буровым раствором в течение длительного времени может привести к кольматации пласта, которая в горизонтальных скважинах будет выражена в большей степени, чем в вертикальных. Поэтому декольматация продуктивных интервалов горизонтальных скважин является актуальной задачей.

Традиционно в горизонтальных скважинах применяется декольматация посредством воздействия различными кислотными составами, создания режима депрессии-репрессии, перестрелов пластов глубоко проникающими зарядами кумулятивного действия и др. Однако у всех этих методов существуют различные недостатки, которых лишена технология плазменно-импульсного воздействия (ПИВ).

Технология плазменно-импульсного воздействия была разработана группой российских ученых, возглавляемой профессором Санкт-Петербургского государственного горного института А.А. Молчановым, в состав которой вошли ученые из Научно-исследовательского института электрофизической аппаратуры (НИИЭФА), а также специалисты российской компании «НОВАС».

При применении технологии плазменно-импульсного воздействия обработка скважин производится плазменно-импульсным генератором.

Время обработки скважины определяется геологическими параметрами залежи и мощностью обрабатываемого продуктивного интервала.

Особенностью технологии является эффективная декольматация продуктивного интервала благодаря глубокому проникновению ударной волны в продуктивную залежь.

При этом в пласте происходят следующие процессы:

- разогрев прискважинной зоны (при разряде температура достигает 25 000–28 000 °C)
 - ускорение гравитационной агрегации нефти и газа;
 - увеличение относительных фазовых проницаемостей для нефти в большей степени, чем для воды;
 - увеличение скорости и полноты капиллярного вытеснения нефти водой;
 - изменение напряженного состояния горных пород коллектора и связанное с этим изменение структуры порового пространства.

Основные характеристики используемого оборудования:

- энергоемкость – 1,5 кДж;
- напряжение питания – 220 В;
- длительность разряда – 53 микросекунды;
- температура, выделяемая при разряде 25 000–28 000 °C;
- периодичность – 2 разряда в минуту.

Принцип работы (рисунок 3)

Основой технологии плазменно-импульсного воздействия является электрический разряд в жидкости через калибранный металлический проводник. При разряде формируется ударная волна с одновременным выделением значительного количества направленной энергии (рисунок 4). Ударная волна, проходя через перфорационные отверстия в пласт, действует как на призабойную зону, так и на удаленные зоны пласта. Многократное периодическое повторение разрядов приводит к направленному термическому, акустическому ударно-волновому воздействию на пласт. В результате происходит декольматация призабойной зоны скважины, в пласте возникают колебательные процессы, приводящие к преодолению капиллярных сил между породой и флюидом, улучшению фильтрационно-емкостных характеристик и, как следствие, изменению насыщенности поровых каналов, что способствует увеличению притока нефти к забоям добывающих скважин.

Многолетние результаты исследований дают основание рассматривать влияние упругих колебаний на фильтрационные процессы в насыщенных пористых средах как установленный факт.

Применение технологии плазменно-импульсного воздействия позволяет без значительных затрат декомпактифицировать ствол горизонтальной скважины по всей длине рабочего интервала.
The use of plasma-pulse impact technology allows for decompression of the whole productive area of the horizontal well bore at relatively low cost.

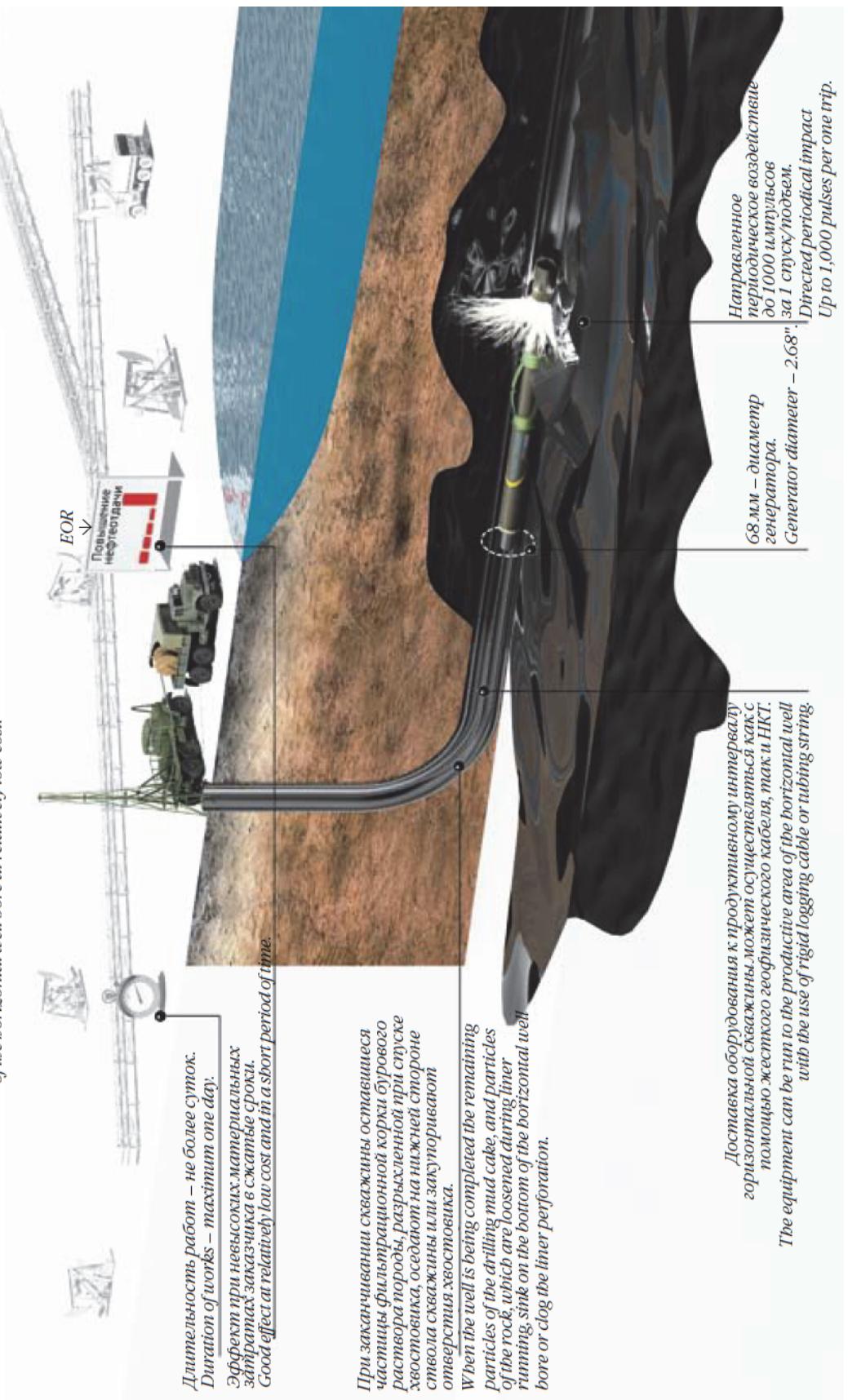


Рисунок 3 – Принцип работы технологии плазменно-импульсного воздействия



Излучатель, электроды замкнуты проводником, перфорационные каналы закольматированы.
The gun, electrodes close-looped with the conductor, perforation channels are colmataged.

Инициируется взрыв металлического проводника, происходит образование плазмы со скачком уплотнения.
Initiation of the metal conductor explosion, plasma and a shockwave are formed.

Возникающая ударная волна через перфорационные каналы проникает в призабойную зону и далее – в пласт, стимулируя упругие колебания.
The shockwave penetrates via perforation channels into the bottomhole area and farther into the reservoir stimulating elastic oscillations.

Рисунок 4 – Формирование ударной волны

**ВОЗДЕЙСТВИЕ НА НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ ЗАЛЕЖИ
ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИМ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ РАЗРЫВОМ ПЛАСТА
С ПОМОШЬЮ НТ**

Практически все технологические процессы в нефтегазовой отрасли с тремя параметрами: давлением, температурой и объемом. Иначе говоря, эти три параметра являются «лидерами», участвующими в разработке нефтегазовых месторождений и добыче нефти и газа. Необходимо отметить: нефтегазовое месторождение – это не только сложное гидротехническое сооружение, но и «детище» природы. Согласно мировой статистике, излюбленным специалистами способом повышения притока углеводородов скважины и пласта является гидравлический разрыв. Однако, по данным все той же статистики, в залежах с высоковязкой нефтью проведение ГРП далеко не всегда оправдывает финансовые расходы, связанные с этой технологией.

Причина неудачных ГРП заключается, по-видимому, в том, что в литологическом отношении пластовая система бывает сложена разными породами и веществами, заложенными в них.

У специалистов существует понятие «мертвой нефти», прототипом которой является смолисто-парафино-асфальтеновая нефть, т.е. полностью обезвоженная, дегазированная нефть, которая вкраплена в тело горного массива. Под действием высокого давления это твердое соединение начинает обладать свойствами пружины: при сдавливании сжимается и без сдавливания разжимается. Таким образом, в процессе проведения ГРП это твердое соединение углеводородов как бы поглощает давление, вследствие чего, по данным геофизических исследований, в теле породы с «мертвой» нефтью практически невозможно получить трещину, потому что среда, как резина, поглощает высокое давление «в саму себя». Избежать такого сценария практически невозможно, если не призвать «на помощь» температуру.

Так возникает необходимость создания нового метода воздействия на залежь – термодинамического гидравлического разрыва нефтяного и газового пласта, благо на вооружение специалистов поступила техника – колтюбинг. Из перечня приведенных алгоритмов воздействия наглядно видно положительное активное влияние колтюбинговой технологии в рассматриваемом процессе воздействия на пластовую систему.

Алгоритм проведения процесса термодинамического гидравлического разрыва нефтяного и газового пласта

1. К процессу желательно приступить после тщательного обследования внутренней полости скважины, в которой интервалы перфорации должны быть открыты и должны отсутствовать песчано-глинистые пробки.
2. Эксплуатационная колонна должна быть целой и герметичной.
3. С помощью колтюбинга в течение пяти дней в скважину нужно нагнетать парогенераторной установкой сухой пар с температурой в пределах 150–200 °С для создания термодинамического импульса.
4. Проводить гидравлический разрыв пласта следует по спроектированной технологии с достижением давления на устье скважины на 30–40% выше горного давления для создания трещины в пластовой системе.
5. Нужно обследовать забой скважины и при наличии пробки очистить колтюбингом до чистой воды.
6. Затем запустить скважину в работу для вызова притока флюидов и оптимизации режима эксплуатации.

ПРОВЕДЕНИЕ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП С ПРИМЕНЕНИЕМ КОЛТЮБИНГА

Технология компании Trican Well Service

В феврале 2014 года компания Trican Well Service провела 27 стадий ГРП на скважине с установленной системой заканчивания типоразмером 114 мм со сдвижными многоразовыми муфтами i-Can, активируемыми при помощи колтюбинга, для компании – оператора в Северной Америке. Все стадии были завершены в течение 24 часов.

Технология заканчивания скважины была реализована посредством системы МГРП i-Can разработки компании Trican Well Service.

Технология i-Can предполагает использование механически активируемых муфт с функцией многократного открытия/закрытия, сконструированных специально для операций МГРП в горизонтальных участках скважин. i-Can используется в комбинации с гидравлическим толкателем i-Shift, спускаемым на колтюбинге для селективного открытия, обработки и закрытия муфт. Технология i-Can позволяет беспрепятственно и многократно открывать и закрывать муфты в условиях давления до 700 атм. Данная система позволит впоследствии проводить повторные операции ГРП или перекрывать отдельный интервал в случае обводнения. i-Can также обеспечивает дополнительную гибкость при проведении операций МГРП посредством колтюбинга с использованием пакера или без него.

Для проведения операций в данном случае была применена труба колтюбинга типоразмером 2 3/8" (марка GT-100, толщина стенки от 0,175" до 0,224", тип SMARTaper) и длиной 4000 м. КНК состояла из инструмента — толкателя i-Shift, мостовой пробки многократного использования и гидропескоструйного перфоратора на случай невозможности открытия одной из сдвижных муфт. Инструмент i-Shift представляет собой селективный гидравлический толкатель для операций по открытию и закрытию сдвижных муфт. Толкатель активируется потоком на необходимой глубине для многократного открытия и закрытия муфт в течение одного спуско-подъема колтюбинга. i-Shift может комплектоваться вставками для операций со сдвижными муфтами различных типоразмеров, а также может использоваться как инструмент для нижнего, верхнего или двойного действия в зависимости от конфигурации системы заканчивания.

Технологически операция по открытию сдвижных муфт проводилась следующим образом. Когда колтюбинг достиг заданной глубины и профиль толкателя i-Shift был присоединен к стыковочному разъему сдвижной муфты, внутри муфты устанавливалась мостовая пробка, тем самым изолируя нижнюю часть ствола скважины. Под действием веса колтюбинга и приложенного давления муфта активировалась в открытое положение.

ГРП проводился по затрубному пространству колтюбинга, а после обработки посредством натяжения колтюбинга открывался уравнительный клапан КНК, возвращая в транспортное положение мостовую пробку. КНК перемещалась на уровень следующей муфты и операция проводилась повторно.

В качестве системы жидкости ГРП использовалась новая разработка компании под маркой TriFrac-C. В настоящее время применение жидкостей ГРП на основе гуара является наиболее распространенным в отрасли. Однако в геологических условиях плотных коллекторов возникают осложнения, связанные с нарушением эксплуатационных характеристик продуктивного пласта вследствие закачки жидкостей ГРП на основе гуаровых/боратных жидкостей. Именно с такой ситуацией столкнулась компания оператор, когда в результате проводимых ГРП не достигались планируемые дебиты по скважинам. Инженеры Trican провели исследование причин возникшей проблемы и предложили решение с альтернативной системой ГРП для сохранения эксплуатационных характеристик пласта. Trican была предложена система жидкости ГРП TriFrac-C, состоящая из циркониевого (zirconate) сшивателя и загелевателя на основе карбоксиметилцеллюлозы (СМС). По сравнению с жидкостями, основанными на гуаре, растворы на основе СМС демонстрируют более низкое значение величины C^* , таким образом потребуется немного более высокая концентрация для усиления сшивания жидкости на межмолекулярном уровне. C^* соответствует величине критической концентрации, то есть самой низкой концентрации полимера, необходимой для получения стабильного сшитого геля. Величина C^* снижает объемы загрузки полимера, а также минимизирует повреждение породы.

Система TriFrac-C имеет улучшенные химические свойства, практически не оставляя нерастворимого осадка в трещине, тем самым минимально повреждая продуктивный пласт.

Размер твердых частиц, образующихся в результате распада системы TriFrac-C, минимум в 10 раз меньше размера частиц, образующихся после распада жидкостей, основанных на гуаре. Также данная система эффективна в широком диапазоне температур (от 30 до 120°C). Система жидкости TriFracTM используется с аналогичными загрузками для традиционных жидкостей, основанных на гуаре или борате, являющихся взаимозаменяемыми.

Персульфат аммония является, несомненно, самым эффективным реагентом, разрушающим линейные и сшитые гели, основанные на СМС, и демонстрирует монодисперсное распределение частиц по размеру. Разрушенные гели на основе СМС не оставляют остатка на макроскопическом уровне, в то время как разрушенные гели на основе гуара показали наличие макро- и микроскопического остатка. Энзимы демонстрируют эффективность разрушения как гелей, основанных на гуаре, так и гелей, осно-

ванных на СМС, в результате реакции размер фрагментов полимера продолжает уменьшаться с течением времени (до 31 дня). В системе жидкости TriFrac-C задействована уникальная комбинация сшивателей мгновенного и замедленного действия, концентрацию и соотношение которых можно изменять согласно требованиям заказчика и имеющимся пластовым условиям, подбирая показатели вязкости индивидуально для каждой работы.

До начала операций ГРП система TriFrac-C была представлена компании-заказчику в Научно-исследовательском центре Trican Well Service, расположенным в Хьюстоне, для согласования показателей стабильности жидкости и ее влияния на остаточную проводимость трещины ГРП. Результаты полностью удовлетворили и даже превзошли требования и ожидания заказчика.

Закачка жидкости ГРП проводилась по затрубу колтюбинга через компоновку подвижных муфт, которые открывались при помощи забойного инструмента колтюбинга согласно алгоритма, описанного выше. Изначальный дизайн операции предполагал закачку 18 тонн песка фракции 100 и проппанта размером 40/70 с загрузкой 480 кг/м³ на стадию.

По мере заканчивания стадий обработки представители инженерной группы заказчика постоянно оптимизировали дизайн, основываясь на показателях эффективности закачиваемой жидкости и ФЕС пласта. В процессе закачки изменения проводились непосредственно в процессе ГРП на основании показателей давления на забое скважины на начальных, промежуточных и последних стадиях обработки. Где-то в середине горизонтального участка на стадии загрузки 770 кг/м³ Trican получили СТОП; однако поскольку труба колтюбинга находилась в скважине, промывка забоя скважины от жидкости и проппанта была проведена без потерь времени, и следующая муфта была открыта без каких-либо проблем. Компания Trican Well Service продемонстрировала в данном случае способность предлагать инновационные решения для индивидуальных специфических потребностей заказчика, применяя комплексный подход к технологическим процессам, а также оперативно работать совместно с заказчиком для достижения оптимальных результатов и показателей эффективности. Таким образом Trican Well Service позиционирует себя не только поставщиком оборудования и готовых продуктов, а также компанией, которая предлагает высокотехнологичные комплексные решения.

Помимо ставших уже традиционными технологий гидроразрыва компания продолжает разработку и предлагает своим заказчикам целый ряд систем для разработки трудноизвлекаемых ресурсов, в том числе в отношении технологических процессов для соответствия требованиям отрасли. С ростом объемов горизонтального бурения и заканчивания скважин компания видит перспективы и необходимость комплексного подхода в предоставлении своих решений по различным процессам гидроразрыва в сложных условиях.

Учебное издание

**Паршукова Людмила Александровна
Леонтьев Дмитрий Сергеевич**

**РЕМОНТ СКВАЖИН
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСТАНОВКИ
«НЕПРЕРЫВНАЯ ТРУБА»**

*В авторской редакции
Дизайн обложки Д.С. Леонтьев*

Подписано в печать 30.04.2015. Формат 60x90 1/16.
Усл. печ. л. 8,9. Тираж 500 экз. Заказ № 154.

Библиотечно-издательский комплекс
Федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52