

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»
Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Совершенствование техники и технологии заканчивания скважин (зарубежный опыт) УДК 622.245.723-048.78

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Владимиров Александр Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения социально- гуманитарных наук	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения контроля и диагностики	Задорожная Т.А.	к.т.н.		

По разделу, выполненному на иностранном языке

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения иностраннных языков	Болсуновская Л.М.	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Ковалев А.В.	к.т.н.		

Томск – 2018 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики).
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i> .
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .
P7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i> .
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой
 _____ Ковалев А.В.
 (Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Владимирову Александру Викторовичу

Тема работы:

Совершенствование техники и технологии заканчивания скважин (зарубежный опыт)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Обобщение зарубежного опыта в области заканчивания скважин
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений науки и техники в рассматриваемой области; 2. Рассмотрение новых зарубежных технологий заканчивания скважин, сравнение с Российским опытом 3. Финансовый менеджмент; 4. Социальная ответственность; 5. Перевод одной из основных частей литературного обзора на английский язык; 6. Выводы по работе.
Перечень графического материала	Необходимость в графических материалах отсутствует.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Жаваронок А.В.
Социальная ответственность	Задорожная Т.А.
Разделы, выполненные на иностранном языке	Болсуновская Л.М.
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Владимиров Александр Викторович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Владимирову Александру Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение	нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	«Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объект исследования – техника и технологии, применяющиеся при бурении скважин. Цель – создание теоретической базы, способной помочь нефтяным компаниям при выборе техники и технологии для бурения новых скважин.</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. SWOT-анализ компании</p>	<p>Провести SWOT-анализ компании ПАО «НК «Роснефть». Выявить сильные и слабые стороны компании, обозначить возможности и угрозы.</p>
<p>2. Структура и организационные формы работы компании ПАО «НК «Роснефть»</p>	<p>Рассмотреть структуру и организационные формы работы компании ПАО «НК «Роснефть».</p>
<p>3. Анализ решения компании ПАО «НК «Роснефть» по переходу на двухколонную конструкцию скважин на Ванкорском месторождении</p>	<p>Провести анализ решения компании ПАО «НК «Роснефть» по переходу на двухколонную конструкцию скважин на Ванкорском месторождении. Построить линейно-календарный график выполнения работ по строительству скважин.</p>
<p>4. Расчет экономической эффективности применения двухколонной конструкции скважины на Ванкорском месторождении</p>	<p>Произвести расчет экономической эффективности применения двухколонной конструкции скважины на Ванкорском месторождении.</p>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<p>1. Матрица SWOT 2. Линейно-календарный график выполнения работ по строительству скважин</p>
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	А.В. Жаворонок			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Владимиров Александр Викторович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Владимирову Александру Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение нефтегазового дела	
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01/Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объект исследования – техника и технологии, применяющиеся при бурении скважин. Цель – создание теоретической базы, способной помочь нефтяным компаниям при выборе техники и технологии для бурения новых скважин.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1 Анализ вредных факторов, которые может создать объект исследования 1.2 Анализ опасных факторов, которые может создать объект исследования	<i>Рассмотреть факторы, влияющие на персонал, работающий на буровых установках. Проанализировать следующие вредные факторы: повышенный уровень шума на рабочем месте; повышенный уровень вибрации на рабочем месте; пониженная температура воздуха рабочей зоны; отсутствие или недостаток естественного света, недостаточная освещенность рабочей зоны. Проанализировать следующие опасные факторы: движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; повышенная температура поверхностей оборудования, материалов; расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли. Рассмотреть источники возникновения каждого фактора; привести допустимые нормы; рассмотреть средства защиты (коллективные и индивидуальные) для минимизации воздействия каждого фактора.</i>
2. Экологическая безопасность 2.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 2.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);	<i>Провести анализ воздействия процессов, связанных со строительством скважин, на атмосферу и гидросферу. Рассмотреть правила и мероприятия, позволяющие уменьшить степень загрязнения атмосферы и гидросферы в процессе строительства скважин.</i>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 3.1 Наиболее типичная ЧС при бурении морских скважин, причины возникновения ЧС; 3.2 Первоочередные действия в случае ЧС и ликвидация открытых газовых и нефтяных фонтанов	<i>Выделить наиболее типичную ЧС для бурения скважин. Представить мероприятия по предупреждению и недопущению данной ЧС. Рассмотреть первоочередные действия при возникновении ЧС и мероприятия по ее ликвидации.</i>

<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>4.1 Специальные (характерные для вахтового метода осуществления работ) правовые нормы трудового законодательства</p> <p>4.2 Организационные мероприятия при компоновке вахтового поселка</p>	<p><i>Привести специальные правовые нормы трудового законодательства, характерные для вахтового метода осуществления работ.</i></p> <p><i>Привести требования, предъявляемые при обустройстве вахтового поселка.</i></p>
---	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Владимиров Александр Викторович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа магистра 121 с., 19 рис., 10 табл., 51 источник, 1 прил.

Ключевые слова: скважина, заканчивание, ГРП, цементирование, зарубежные технологии.

Объектом исследования является зарубежные технологии заканчивания скважин

Цель работы: анализ инновационных зарубежных технологий в области заканчивания скважин с целью выявления наиболее значимых и эффективных.

В процессе исследования проводился анализ инновационных зарубежных технологий в области заканчивания скважин.

В результате исследования рассмотрены основные элементы заканчивания скважин, а также зарубежные технологии, применяемые с целью улучшения их параметров.

Степень внедрения: рассматриваемые инновационные технологии применяются за границей, а также зарубежными сервисными компаниями на отечественных месторождениях.

Область применения: совершенствование техники и технологии заканчивания скважин.

Экономическая эффективность/значимость работы: увеличение объемов производства, сокращение времени, требуемого для выполнения работ по заканчиванию скважин.

В будущем планируется внедрение зарубежных технологий в Российскую нефтегазовую отрасль.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения:

- **скважина:** Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.
- **конструкция скважины:** Система крепления ствола скважины колоннами обсадных труб, обеспечивающая достижение скважиной проектной глубины, возможность ее исследования, изоляцию проницаемых горизонтов и осуществление запроектированных режимов эксплуатации.
- **режим бурения:** Совокупность следующих факторов при бурении скважины: осевая нагрузка, частота вращения, расход и свойства промывочной жидкости.
- **буровой раствор:** Технологическое наименование сложной многокомпонентной дисперсной системы суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.
- **заканчивание скважины:** Комплекс технологических процессов от момента вскрытия продуктивного пласта до момента его освоения и испытания как промышленного объекта.
- **цементирование скважины:** Способ крепления скважин путём цементирования затрубного пространства.
- **буровая установка:** Комплекс бурового оборудования и сооружений, предназначенных для бурения скважин.
- **газонефтеводопроявление:** Поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

Обозначения и сокращения:

- ГРП – гидравлический разрыв пласта;
- МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта;
- ГПП – гидравлический прокалывающий перфоратор;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- АПВД – аномально высокие пластовые давления;
- АВПГ – аномально высокая пористость глин.

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Средства и методы защиты от шума. Классификация.

СП 4156-86 Санитарные правила для нефтяной промышленности.

ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Вибрационная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности.

Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

СанПиН 1.2.2353-08 Канцерогенные факторы и основные требования к профилактике канцерогенной опасности.

ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Р 2.2.755-99 Гигиенические критерии оценки и классификация условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряженности трудового процесса. Руководство.

ГОСТ 12.1.005-88 Характеристика категорий работ по тяжести.

Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.01.2014 № 33н Об утверждении Методики проведения специальной оценки условий труда, Классификатора вредных и (или) опасных производственных факторов, формы отчета о проведении специальной оценки условий труда и инструкции по ее заполнению.

ФНиП ПБ Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

ГОСТ 31192.2-2005 Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека.

ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

ИПБОТ 189-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при опрессовке нагнетательных линий и буровых рукавов (актуализированная редакция).

Федеральный Закон Российской Федерации №7-ФЗ от 10.01.2002 (редакция от 31.12.2005) «Об охране окружающей среды».

Федеральный Закон Российской Федерации №89-ФЗ от 24.06.1998 (редакция от 18.12.2006 N 232-ФЗ) «Об отходах производства и потребления».

СанПиН 2.1.7.1322-03 Гигиенические требования к размещению отходов производства и потребления.

СанПиН 2.1.5.980-00 Гигиенические требования к охране поверхностных вод.

ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.

ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.

РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018) Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом.

Постановление Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС, Минздрава СССР от 31.12.1987 N 794/33-82 (ред. от 17.01.1990, с изм. от 19.02.2003) "Об утверждении Основных положений о вахтовом методе организации работ".

Оглавление

Введение.....	14
1. Литературный обзор	15
2 Технологии заканчивания скважин.....	28
2.1 Конструкция забоя	28
2.2 Конструкция скважины	31
2.3 Первичное вскрытие продуктивного пласта	35
2.4 Технологическая оснастка	39
2.5 Обсадные колонны.....	45
2.6 Цементирование	48
2.7 Перфорация.....	54
2.8 Вызов притока	58
2.9 ГРП	59
2.10. Кислотные обработки	61
2.11. Интеллектуальное заканчивание скважин	63
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	67
4 Социальная ответственность	79
Заключение	104
Список литературы	105
Приложение А	110

Введение

Нефтяная и газовая промышленность России на современном этапе их развития сталкиваются с рядом сложных проблем, успешное решение которых возможно на пути радикальных изменений в технике, технологии и методах организации производственных операций. В условиях растущей конкуренции на мировых рынках и прогрессивного истощения ресурсной базы все более актуальными становятся вопросы использования передовых достижений мировой нефтяной и газовой промышленности в системах и методах разработки месторождений и переработки углеводородного сырья.

Необходимы новые интенсивные технологии, а также технические средства, оборудование, обеспечивающие высокую экономическую эффективность, ресурсосбережение, надежность и экологическую безопасность объектов, базирующихся на последних достижениях фундаментальной и прикладной наук. В связи с этим исследование и применение в современной рыночной среде опыта зарубежных нефтегазовых компаний в организации и проведении инновационной политики, в создании и внедрении конкретных нововведений и инновационных технологий в различных секторах нефтегазового производства, представляется крайне необходимым.

Основные факторы, определяющие успех в технологических инновациях включают требования энергоэффективности, экологические аспекты, экономическую конкурентоспособность, финансовые возможности и учет интересов общества.

В условиях существенного технологического отставания российского нефтегазового сектора от мирового уровня развития нефтегазовых технологий весьма актуальным является анализ зарубежного опыта в области заканчивания скважин.

1. Литературный обзор

Из общего количества пробуренных в 2017 году скважин на долю высокотехнологичных приходилось более 60%, что является лучшим соотношением для российской нефтегазовой отрасли.

Особое место занимают технологии строительства многоствольных высокотехнологичных скважин. Их задача – увеличение продуктивности, повышение эффективности разработки, снижение капитальных затрат на обустройство месторождений, а также снижение техногенного воздействия на окружающую среду. Уже несколько лет «Газпром нефть» успешно строит горизонтальные скважины по технологии, получившей в отрасли название «рыбья кость» (fishbone). Их конструктивная особенность заключается в том, что от одного горизонтального ствола отходят многочисленные ответвления. В результате скважина по своей форме напоминает рыбий скелет, именно поэтому она получила свое название. Такие скважины позволяют существенно увеличить охват нефтяных пластов по сравнению с традиционной горизонтальной скважиной [1].

После того, как горные пласты в области месторождения исследованы различными методами, при помощи специального оборудования производится заканчивание скважин. Под этим термином понимается совокупность процессов по вскрытию пластов различных пород, закрепление зоны забоя, стимуляция притока и собственно освоение найденных залежей ценных ископаемых. Наряду с освоением производится оценка свойств некоторых пластов. Заканчивание скважин производится несколькими методами: многозабойным способом, обсаживанием или без использования обсадной колонны. Второй метод считается самым распространенным и применяется в большинстве случаев. Технологии могут отличаться для каждого вида и классифицироваться по разновидности оборудования, типу работы и другим критериям.

Условия залежи должны быть определены и эти условия будут влиять на все аспекты проекта на строительство скважины.

Ниже приведены самые важные факторы, которые необходимо учитывать при проектировании заканчивания скважин [2]:

- толщина продуктивного пласта;
- положение газонефтяного контакта;
- положение водонефтяного контакта;
- наличие трещин и их ориентация;
- однородность.

Описание залежи будет определять соответствующий тип заканчивания скважины, положение участка скважины в продуктивном пласте, допуски на заданный коридор и необходимость в пилотном стволе. Если в заданной точке входа скважины в пласт нет известных геологических реперов для точного определения точки входа в пласт и заданной глубины горизонтального участка может потребоваться проводка пилотного ствола. Важно также определить будут ли проблемы с устойчивостью ствола скважины. Это повлияет на проектирование заканчивания скважины и план бурения.

По геологическим условиям [3]:

- вертикальная скважина;
- наклонно-направленная скважина;
- горизонтальная скважина.

По назначению скважины:

- фонтанные;
- нагнетательные;
- искусственные лифты;
- механизированный способ.

По конструкции скважины:

- открытый ствол;

- обсаженный ствол;
- перфорированный ствол.

Можно выделить как отдельный вид мультипластовое заканчивание и заканчивание скважин с АВПД, АВПТ.

Схема заканчивания обязательно должна соответствовать области применения и быть совместимой с условиями залежи. Очень важно учитывать требования будущих капитальных и текущих ремонтов в дальнейшем. Например, появится необходимость отсечь некоторые интервалы для проведения работ по интенсификации притока или прекратить работу обводненных интервалов.

Выбор схемы заканчивания скважины будет влиять на диаметр скважины и интенсивность набора зенитного угла или радиуса искривления скважины. После определения схемы заканчивания скважины может быть завершена и конструкция скважины в целом. Конструкция скважины должна быть рассчитана на то, чтобы обсадить все зоны осложнений еще до бурения завершающего участка. Глубины установки обсадных колонн будут прежде всего определяться конструкцией скважины (например, исходя из устойчивости стенок скважины или порового давления и требований, связанных с градиентами давления и гидроразрыва пластов). Проектный профиль направленной скважины должен быть совместим с диаметрами обсадных колонн и скважины и глубинами установки башмака обсадной колонны.

В некоторых случаях, запроектированные предпочтительные диаметры скважины и обсадных колонн и глубины установки башмака обсадной колонны могут быть изменены, чтобы приспособить их к требованиям, предъявляемым профилем скважины.

При этой схеме заканчивания скважина эксплуатируется без обсадной колонны в районе нефтеносной зоны. В скважину спускается обсадная колонна, но лишь до верхней границы продуктивного интервала, нефть поступает на поверхность через НКТ.

Преимущества [4]:

- небольшие затраты, простота конструкции.
- радиальный приток жидкости в скважину (360°).
- хороший доступ к трещинам в пластовой породе.
- высокий уровень гидродинамического совершенства.

Недостатки:

- Влияние глинистой корки на продуктивность скважины, пока стенки не очистятся.
- Добываемая жидкость будет проходить через все поврежденные интервалы.
- Отсутствие защиты от обвала стенок необсаженного интервала ствола.
- Отсутствует изоляция различных интервалов.

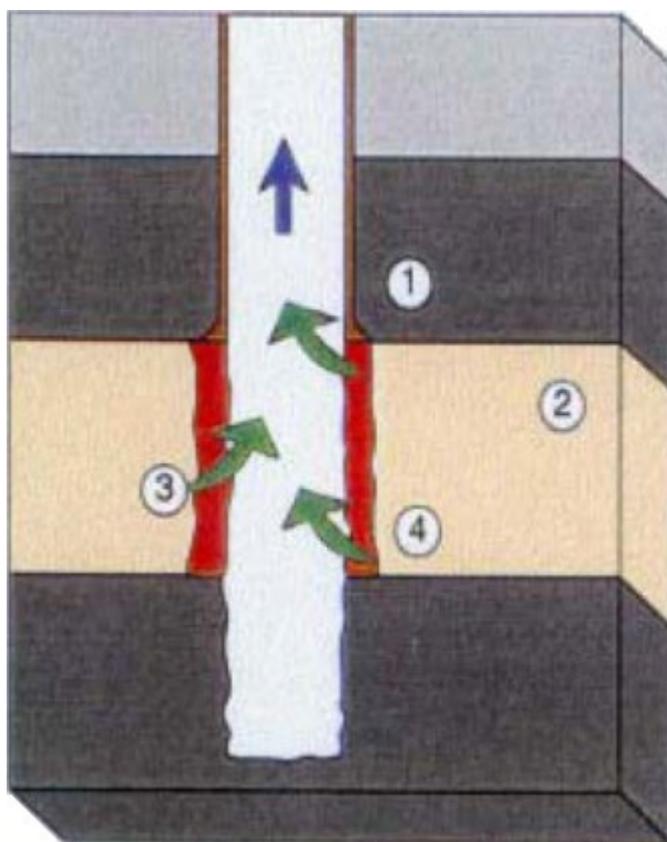


Рисунок 1 – Особенности заканчивания скважин с открытым забоем [5]

1. Обсадная колонна должна перекрывать верхний пласт, иначе существует опасность, что верхние пласты могут повредить скважину за счет обвала или поступления в ствол нежелательных жидкостей.

2. Изоляция интервалов невозможна. Если какой-либо интервал должен быть отсечен или подвергнут обработке по интенсификации притока, его изоляция невозможна.

3. Углеводороды поступают непосредственно в ствол скважины, который должен быть достаточно прочный, чтобы выдержать поток.

4. Флюид должен проходить через поврежденную призабойную зону. Глинистая корка на стенках ствола будет снижать продуктивность скважины.

Заканчивание с открытым забоем подразделяется на подвиды:

– открытый забой. Применяют при устойчивом коллекторе, низкой пористой ($< 0,1$ мкм²) и трещинной ($< 0,01$ мкм²) проницаемости и высоком пластовом давлении (градиент давления $> 0,01$ МПа/м).

– открытый забой с фильтром в колонне. При относительно неустойчивом коллекторе, высокой пористой ($> 0,1$ мкм²) и трещинной ($> 0,01$ мкм²) проницаемости и высоком пластовом давлении (градиент давления $> 0,01$ МПа/м).

– открытый забой со вставным фильтром. При неустойчивом коллекторе, не зависимо от пористой и трещинной проницаемости и низком пластовом давлении (градиент давления $< 0,01$ МПа/м).

Большинство скважин в мире заканчивают забоем закрытого типа. Применяется для неоднородных коллекторов с чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газомещающих пропластков с разными пластовыми давлениями.

Преимущества:

– Отсутствие необходимости очищать глинистую корку.

- Перфорации могут обойти поврежденные зоны (при правильных расчетах).
- Хорошая изоляция интервалов и зон.
- Возможно многопластовое заканчивание скважины.
- Хорошая герметичность скважины при хорошем качестве цементационного раствора.
- Защищенность ствола от обвалов.

Недостатки:

- Возможность возникновения скин-эффекта из-за того, что ствол не открыт на 360°.
- Ухудшение проницаемости из-за обломков породы от бурения и перфорирования продуктивного интервала.
- Высокая стоимость.

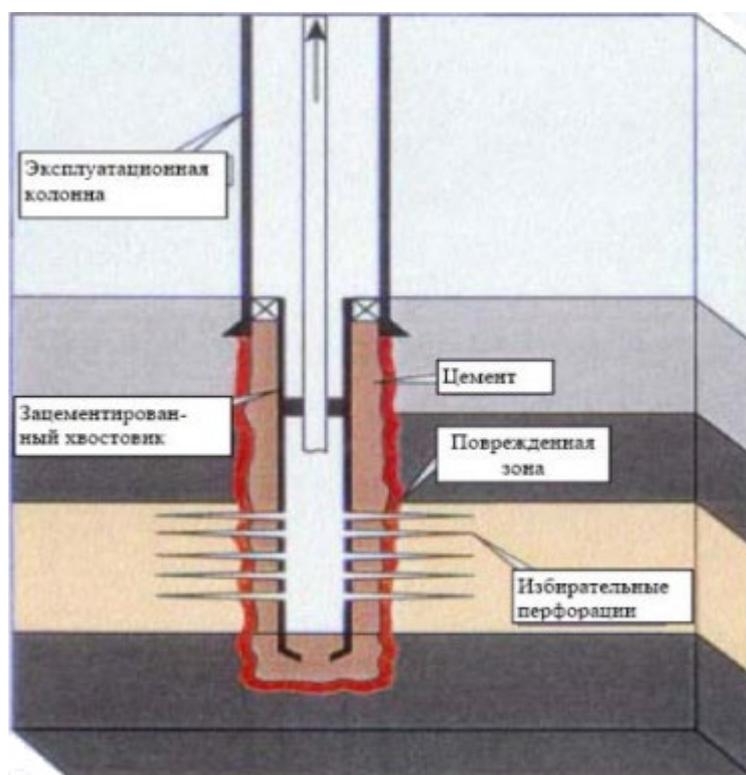


Рисунок 2 – Общий принцип заканчивания скважин с закрытым забоем

[6]

1. Забой частично перекрытый колонной применяют при устойчивом коллекторе и в однородной залежи для изоляции напорных горизонтов, расположенных близко от кровли объектов.

2. Забой частично перекрытый колонной со вставным фильтром используется в случаях при неустойчивом коллекторе и в однородной залежи для изоляции напорных горизонтов, расположенных близко от кровли объектов

Заканчивание скважин может проводиться следующими способами:

- классическая технология заканчивания с применением перфорированной колонны;
- освоение со стационарными устройствами;
- многопластовое заканчивание;
- заканчивание скважин с отсечением песчаника;
- заканчивание с отсечением водяного либо газового пласта.

При стандартном заканчивании с поверхности опускается колонна либо труба, ведущая до самого низа или до того пласта, который был определен при геологическом исследовании как перспективная для добычи породы. Обсадная колонна обрабатывается посредством цементированья, что производится прямо на месте.

Технология заканчивания с применением стационарных устройств. В этом случае установка труб и колонн, а также наземного оборудования производится один раз, и все последующие действия по заканчиванию, а также ремонтные работы проводят с применением инструментов небольшого размера внутри НКТ. Так осуществляется перфорирование, повторное цементирование, которое делается для того, чтобы загерметизировать протекающие места в колонне, наполнение гравийным камнем для укрепления колонны и защиты от попадания песка, а также иные действия, которые могут понадобиться при освоении и ремонте. Главным плюсом такой технологии заканчивания считается его сравнительно невысокая стоимость.

Многопластовое освоение. Иногда по длине скважины обнаруживается, что продуктивными свойствами обладает не один, а несколько пластов, и подобный способ применяется для того, чтобы добывать нефть или газ из нескольких насыщенных горизонтов. Такой метод нередко применяют госкомпании, также технологию многопластового заканчивания скважин используют при контроле функциональности коллектора.

В том случае, если месторождение залегает в рыхлой почве с большим процентом содержания песка, то процедура освоения проходит сложнее, чем при других видах обработки. Попадание песчаных пород способно нарушить работу оборудования и привести к дефектам ствола, а также засорить пласты настолько, что разработка перестает быть выгодной. На низкоскоростном отборе нефтяных залежей выносы песка обычно невелики или вовсе отсутствуют, но при заканчивании производительных месторождений нефтяной поток нередко выводится с большим содержанием засоряющего песка.

Когда область нефтедобычи только начинала развиваться, то песчаные выносы отмечались на фонтанирующих месторождениях, и приходилось принять меры для того, чтобы не произошло накопления песка. С течением времени нефть стали добывать при помощи насосного оборудования, и это потребовало разработать способы защиты от выносов песка. В настоящее время существует два таких способа [7]:

1. применение специальных колонн-хвостовиков, которые имеют перфорацию или отверстия в виде щелей;
2. наполнение скважины гравием.

На первой стадии работы нужно взять образцы песка и выяснить, каковы по размеру его частицы: только при условии точных показателей можно выбрать колонну с нужным размером отверстий, использование которой исключит попадание песка, либо определить размер камней гравия для заполнения. При первом способе заканчивания колонну-хвостовик опускают в скважину и фиксируют, когда она доходит до разрабатываемого

пласта. Выполнить такую работу можно как при наличии обсадных труб, так и при их отсутствии.

При втором способе заканчивания производится заполнение скважины гравием; действие также может быть произведено как при наличии колонны, так и при ее отсутствии. Слой имеет толщину, равную 4-6 диаметрам песчаных частиц. При попадании песок создает своеобразную пробку в порах, благодаря чему не может проникнуть к разрабатываемому горизонту.

Отсечение песчаных частиц может быть осуществлено и во время заканчивания скважины, и по его завершении, когда месторождение функционирует. На территории России работы по устранению песчаных засоров при заканчивании чаще всего необходимо проводить в южных регионах и средней полосе, где достаточно часто нефтедобыча проводится на соответствующих типах почвы.

Обычно при заканчивании скважин вместе с нефтью стараются получить и другие продукты, но в любом случае до продажи воду отделяют от сырого нефтяного продукта. Установлено, что, чем больше будет содержание воды, которую предстоит выделить, тем меньше нефти остается для последующей продажи. Также необходимо понизить содержание газа либо полностью убрать его, если только скважина не служит для разработки непосредственно газовых запасов. Роль газа в нефтяных месторождениях сводится к подаче потока флюидов при добыче продукта.

В большинстве коллекторных зон над нефтесодержащим пластом находится порода с высоким содержанием газа либо воды, также это может быть слой с примерно одинаковыми пропорциями одного и другого вещества. Заканчивание скважины проводится так, чтобы попадание свободных компонентов в готовый продукт не произошло. При этом важно выбрать нужную глубину опускания колонн в пределах выбранной области [8].

Под термином многозабойного заканчивания газовых или нефтяных скважин подразумевается комплекс различных действий по освоению месторождений. Такое заканчивание актуально для скважин, которые

проделаны с сильным уклоном или сделаны по горизонтальной технологии. Способ подразумевает направленное бурение, которое отклоняется от строгого вертикального погружения, которое применяется в большинстве случаев создания скважин. Ключевой принцип работы при заканчивании заключается в искривлении формируемого ствола, которое делается все больше, пока при входе в продуктивную породу скважина не приобретает горизонтальную форму.

Иные способы по многозабойному заканчиванию скважин проводятся с созданием ответвлений от главного ствола, которые располагаются поперечно друг другу. Такие скважины называют разветвленными, и их основной ствол может достигать 2,5-3 метров в диаметре. Дополнительные стволы делаются со дна основного, и эта часть работы имеет схожие черты с шахтерскими действиями. В результате заканчивания становится возможным получить доступ и разрабатывать продуктивные горизонты, доступ к которым при классическом вертикальном бурении невозможен или затруднен.

Для оптимизации работы горизонтальных скважин предлагается использование комбинированной схемы заканчивания (Рисунок 3). Скважина делится на зоны согласно распределению ФЕС и литологии. Например, в интервале – суперколлекторе (1) устанавливаются соединенными между собой специальными муфтами фильтра с клапаном компании Wellteck [14].

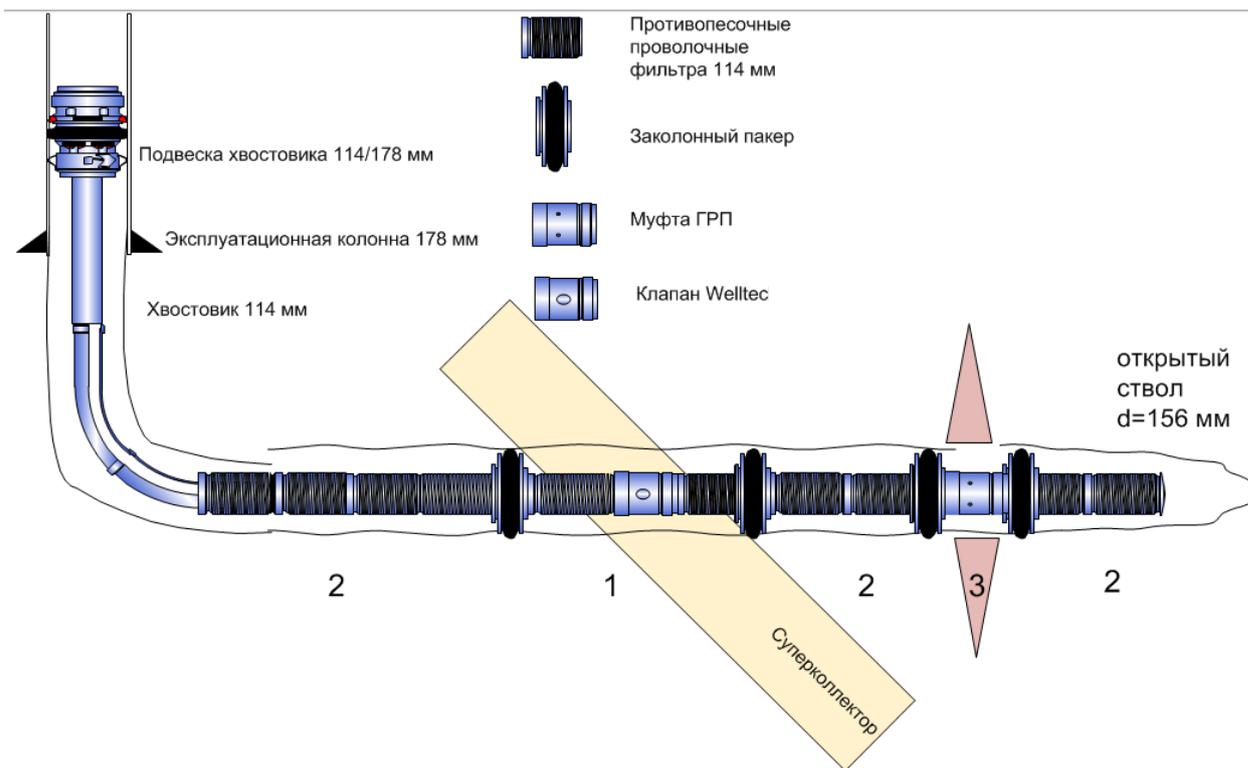


Рисунок 3 – Комбинированное заканчивание [10]

Схема многопозиционного клапана компании Welltec изображена на Рисунке 4. Клапан состоит из сдвижной муфты с несколькими позициями, которые включают в себя: порт для проведения закачки / ГРП / СКО, несколько промежуточных позиция для создания сопротивления и выравнивания профиля притока и борьбы с прорывами воды (сопротивление может варьироваться за счет использования штуцеров разного размера) и закрытая позиция, при которой полностью отсекается приток с определенной зоны. Переключение позиций клапана осуществляется с помощью инструмента-толкателя который необходимо спустить в скважину и активизировать его при нахождении инструмента-толкателя напротив клапана. После чего движением вверх или вниз переключается позиция клапана на тот или иной вариант работы, в зависимости от текущих требований эксплуатации скважины. Инструмент спускается в скважину на НКТ или для ускорения процесса на ГНКТ.

Таким образом, данная компоновка может быть использована при прорыве воды в добывающие скважины. После спуска данной компоновки в скважину, возможно заштуцировать определенную зону (по которой произошел прорыв воды) и тем самым создать дополнительные перепад давления. Снижение депрессии в области прорыва воды приведет к снижению дебита воды и снизит обводненность скважины. При этом зоны работающие нефтью будут продолжать работать в прежнем режиме. Данная технология позволит увеличить срок службы скважины с контролируемым дебитом по воде и позволит увеличить КИН по месторождению в случае массового применения. Несколько позиций щтуцеров для каждой зоны дают возможность настроить работу скважины под любые изменения происходящие в призабойной зоне пласта, связанные с изменением продуктивности, прорывами воды и газа и другими факторами. Отличительной особенностью данной компоновки перезаканчивания с многопозиционными клапанами компании Welltec является возможность использовать инструмент-толкатель с помощью трактора для доставки геофизических приборов. Это дает уникальную возможность открывать и закрывать любые зоны скважины непосредственно при проведении ПГИ, и тем самым оценивать результаты проведения работ на месте.

Зоны (2) представляющие интервалы со средней проницаемостью заканчиваются скважинными противопесочными фильтрами бузо всяких устройств контроля притока. Тем самым мы не припятствуем притоку из данных интервалов.

Зоны (3) представляющие собой низкопроницаемые коллектора заканчиваются глухими трубами и муфтой МГРП (шаровой или сдвижной) для последующего проведения ГРП в данной зоне.

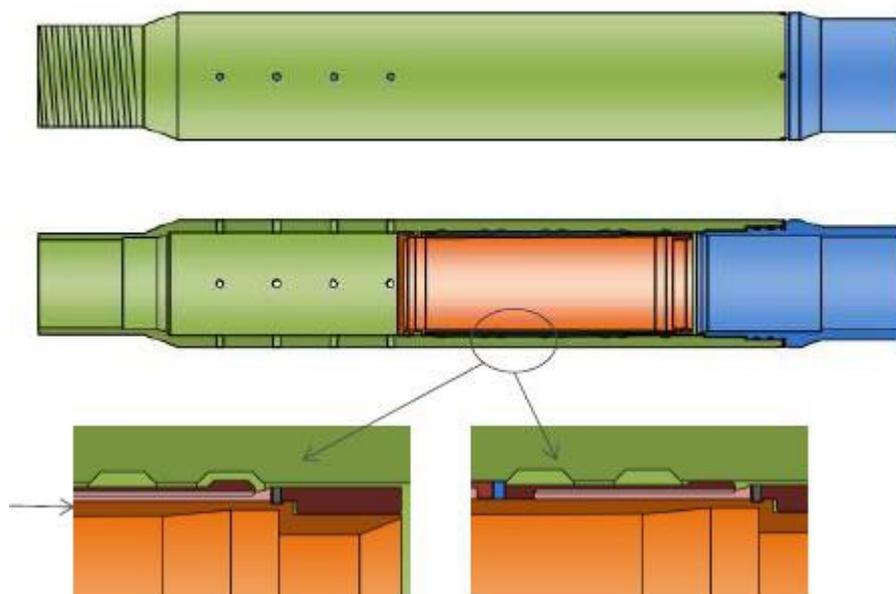


Рисунок 4 – Схема многопозиционного клапана [12]

Эксплуатация подобной скважины предполагается в три этапа. На первом этапе после спуска оборудования заканчивая добыча идет через фильтра (зоны 2) и клапан Wellteck (зона 1). При этом основной притока идет через интервал суперколлектора. Через определенное время работы скважины произойдет прорыв воды или газа по данному интервалу (1). С помощью гидравлического инструмента у нас будет возможность перекрыть данный интервал с помощью многопозиционного клапана.

На втором этапе добывают из зон со средней проницаемостью (2).

После истощения данных зон, снижения притока, либо прорыве воды, возможно провести стимуляцию низкопроницаемых зон (3) для полной выработки запасов горизонтальной скважиной.

Можно сделать вывод что, использование технологии комбинированного заканчивания для скважин может позволить эффективно работать на протяжении всей жизни скважины и обеспечить полную выработку запасов по всей длине скважины. Это приведет к увеличению срока службы скважины, повысит коэффициент охвата и увеличит КИН.

2 Технологии заканчивания скважин

2.1 Конструкция забоя

Во время бурения пролет проходит немало пластов, каждый из которых имеет свои особые требования. Виды забоев скважин также сильно различаются и сильно зависят от того, какой именно продукт требуется извлечь. Данные участки имеют свои особенности устройства и используемых функциональных элементов.

Нефтяная скважина проходит через несколько пластов различных почв, каждая из которых имеет свои эксплуатационные особенности. Весь пролет можно разделить на составные части, которые нередко взаимосвязаны с окружающим грунтом. Итак, существуют следующие элементы:

- устье – начальная точка;
- стенка – это вся внутренняя поверхность;
- ствол – весь объем скважины;
- забой – представляет собой дно скважины.

Устье, как правило, немного больше по диаметру, чем основной ствол. Само бурение этого участка происходит до границы с более прочными породами, а стенки укрепляются с помощью трубы. Это предотвращает обрушение рыхлой почвы в шахту. Устье относится к такому элементу скважины, как направление. Кроме этого, существуют ещё и следующие определения:

- кондуктор;
- промежуточная колонна;
- эксплуатационная колонна;
- забой.

Кондуктор – часть шахты, которая несет функциональную нагрузку направления скважины. От окружающей почвы отделяется за счет обсадной

трубы, пустоту между ними заполняют скрепляющим раствором вроде цемента.

Суть промежуточной колонны в том, чтобы изолировать промежуточные породы. Они устанавливаются по мере необходимости и ограничений по их количеству нет.

Эксплуатационная колонна – это участок непосредственной разработки пласта. Она начинается от дна шахты и заканчивается у устья.

Независимо от того, планируется нефтяная скважина или же водяная, забой является главным элементом. Конструкция забоя скважины подразумевает поддержание следующих функций скважины:

- доступ к нецелевым пластам;
- изолированное влияние на конкретные участки;
- дренаж продуктивного слоя;
- гидравлическая проницаемость;
- механическая прочность.

Последняя гарантирует надежность продуктивного пласта, что дает возможность без какого-либо риска осуществить спуск необходимого оборудования.

В целом, вышеприведенный список является признаком функциональной и надежной нефтяной или любой другой скважины, готовой к разработке.

Условия последней могут существенно варьироваться, и, для обеспечения максимальной продуктивности процесса, существует несколько конструктивных типов:

- открытый;
- перекрытый хвостовиком эксплуатационной колонны;
- с фильтром;
- перфорированный.

Каждый из них имеет свои особенности функционирования и помогает обеспечить наиболее качественную и безопасную добычу целевого ресурса с помощью разрабатываемой скважины.

Кроме того, важно упомянуть, что нередко создаются многоствольные или многозабойные скважины. Они предназначены для повышения выработки и снижения затрат, что позитивно сказывается на общей эффективности работы скважины нефтяного, водяного или любого другого типа.

Открытый забой применяется в случаях, когда сам пласт достаточно однороден и не содержит в себе структур глинистого типа, способных спровоцировать обрушение. Также, условием для использования открытого забоя является:

- четко обозначенные координаты границ уровня;
- прочные типы пород пласта;
- устойчивость грунта к обрушениям.

Также, разработка скважины не должна подразумевать разработку или любое иное воздействие на изолированные слои пластов.

При забое открытого вида эксплуатационная колонна опускается вплоть до пласта разработки, после чего фиксируется. В целях повышения надежности проводится укрепление цементом. Вскрытие пласта производится инструментом.

Из-за своих ограничений такой тип используется редко.

Забой с фильтром характерен тем, что обсадная колонна опускается до разрабатываемого пласта. Внутри этого пространства располагается фильтр: обрезанная по размеру труба с отверстиями круглого или щелевидного типа. Они служат для очищения добываемого ресурса от песчаных примесей.

Фильтры различаются по своему виду на:

- металлокерамические (имеют небольшое гидросопротивление, хорошо выполняют функцию очистки, имеют вид кольца из дроби);
- гравийные (элементом, осуществляющим фильтрацию, является 5-миллиметровый слой гравия, сама конструкция подразумевает две

перфорированные трубы разного диаметра, а в свободном пространстве между ними и расположена гравийная подушка);

– кольцевые (уровень фильтрации регулируется за счет расстояния между кольцами, он достигается с помощью специальных лент, а сам фильтр надевается на перфорированную трубу).

Данный вид забоя скважины не пользуется популярностью, особенно в нефтяной разработке.

К наиболее распространенным типам забоев относятся только два вида. Одним из наиболее широко применяемых является забой, который подразумевает перекрытие перфорированным хвостовиком эксплуатационной колонны. Суть в том, что сама колонна опускается до самого дна слоя разработки. После этого вся часть, находящаяся выше пласта добычи, цементируется. Открытая перфорированная часть остается нетронутой и служит фильтром.

Другой, не менее распространенный вид забоя – перфорированный. Он обладает рядом преимуществ перед другими видами:

- возможность разработки других продуктивных пластов;
- комфортная и эффективная геологическая разведка;
- относительная простота создания скважины.

Кроме этого, появляется возможность задействовать разнообразные способы для воздействия на прилегающие к разрабатываемому пласту слои.

Во время непосредственного бурения происходит геофизический анализ, который дает подробную картину всех находящихся на пути следования слоев. Среди них отбираются продуктивные и водоносные пласты и выбираются объекты для эксплуатации.

2.2 Конструкция скважины

На рисунке 5 представлена схема реализации способа заканчивания строительства скважины, где 1 - скважина, 2 - эксплуатационная колонна, 3 -

колонна насосно-компрессорных труб, 4 - продуктивный пласт, 5 - фильтр, 6 - заглушки отверстий фильтра, 7 - центраторы, 8 - тампонажный материал, 9 - химический реагент, 10 - газ, 11 - техническая вода, 12 - граница проникновения фильтрата бурового раствора в продуктивный пласт, 13 - зумпф.

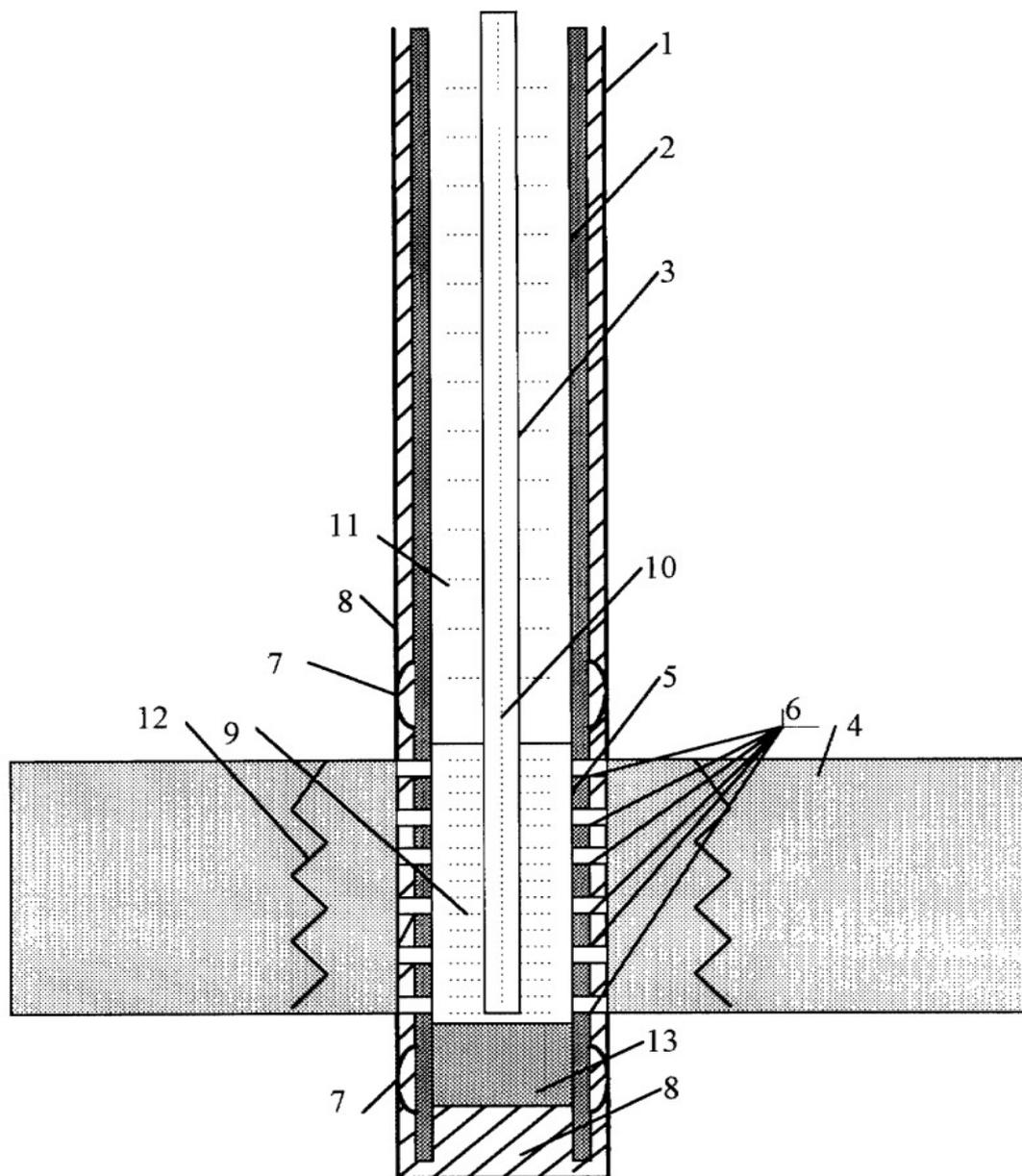


Рисунок 5 - Схема реализации способа заканчивания строительства скважины

После бурения скважины на проектную глубину в скважину 1 спускают эксплуатационную колонну 2 с фильтром 5, устанавливаемым в интервале залегания продуктивного пласта 4. Спускаемый фильтр изготавливают из

трубы (аналогичной трубам эксплуатационной колонны) с выполненными в ней отверстиями. Число и диаметр отверстий определяют из условия достижения требуемого совершенства скважины по характеру вскрытия пласта. Отверстия фильтра оборудуют заглушками 6 (например, из сплава магния), разрушаемыми химическим путем (например, соляной кислотой). Отверстия на фильтре располагают с таким расчетом, чтобы при его спуске в процессе эксплуатации скважина сообщалась с интервалами пласта, наиболее благоприятными с точки зрения отработки продуктивного пласта и дебита скважины. Длину и конструкцию заглушек выбирают с таким расчетом, чтобы зазор между заглушками и стенками скважины был минимальным. Для предохранения заглушек фильтра от механических повреждений при спуске колонны и для обеспечения равномерного тампонирующего пространства эксплуатационная колонна 2 выше и ниже фильтра 5 снабжается центраторами 7. При большой длине фильтра центраторы могут быть установлены и на самом фильтре равномерно по всей его длине. После спуска эксплуатационной колонны 2 с фильтром 5 производят ее тампонирующее и останавливают скважину на время ожидания затвердения тампонажного материала 8. В скважину спускают колонну НКТ 3 до низа искусственного забоя, меняют продавочную жидкость на техническую воду 11 и производят опрессовку эксплуатационной колонны 2. Далее низ НКТ устанавливают на уровне нижних отверстий фильтра 5 и при открытом затрубном пространстве на устье скважины закачивают газ 10 и оттесняют скважинную жидкость (техническую воду) 11 до низа НКТ 3. Затем в колонну НКТ 3 подается химический реагент 9, который за счет разности удельных весов реагента и газа падает в нижнюю часть НКТ. Химический реагент 9 нагнетанием газа 10 продавливают в затрубное пространство в интервал установки фильтра 5 и закрывают затрубное пространство на устье скважины. Скважина выдерживается в течение времени разрушения (растворения) заглушек отверстий фильтра под действием химического реагента, при этом продукты разрушения заглушек стекают в зумпф 13, а в затвердевшем тампонажном

материале на месте заглушек отверстий фильтра образуются фильтрационные каналы. Время разрушения заглушек отверстий фильтра определяется опытным путем для конкретного их материала и применяемого химического реагента. Далее в скважину через колонну НКТ и фильтр нагнетают газ с переменным давлением до соединения закачиваемого газа с пластовым флюидом. Переменное давление закачиваемого газа создают для более эффективного разрушения и удаления затвердевшего тампонажного материала в зумпф из зазора между заглушками отверстий фильтра и продуктивным пластом. Закачиваемый газ 10 в призабойной зоне смешивается с фильтратом бурового раствора, проникает за границу его проникновения 12 в продуктивный пласт 4 и соединяется с пластовым флюидом, создавая фильтрационные каналы между продуктивным пластом и полостью скважины. Данный момент фиксируется на устье снижением и стабилизацией давления закачиваемого газа. Далее скважина переводится на очистку от продуктов реакции и остатков химического реагента. Для этого стравливается избыточное давление газа в НКТ, в затрубное пространство подается жидкость и обратной промывкой производится промывка скважины, при этом при необходимости в жидкость вводят добавки для исключения ее фильтрации в продуктивный пласт, а колонну НКТ спускают на глубину, обеспечивающую очистку зумпфа. После выполнения этих операций колонна НКТ устанавливается на необходимую глубину, а скважина переводится на освоение и испытание продуктивного пласта.

Когда есть опасность того, что закачиваемым газом и последующими операциями в скважине невозможно будет разрушить затвердевший тампонажный материал между продуктивным пластом и каналами на месте установки заглушек отверстий фильтра, в тампонажный материал в интервале фильтра при тампонировании эксплуатационной колонны добавляют материал (например, опилки или стружки материала, из которого изготавливают заглушки отверстий фильтра), растворимый химическим реагентом. В этом случае под действием химического реагента создаются

фильтрационные каналы как в местах расположения заглушек отверстий фильтра, так и в затвердевшем тампонажном материале в интервале продуктивного пласта.

2.3 Первичное вскрытие продуктивного пласта

Финальным этапом процесса бурения нефтяных и газовых скважин является вскрытие продуктивных пластов. Показатель продуктивности говорит о том, насколько эффективна будет нефтедобыча в данном месторождении, и по достижении такого пласта необходимо проводить ряд работ, нацеленных на сохранение оптимальных условий разработки и защиту от негативных факторов. Процесс вскрытия продуктивных пластов всегда осуществляется по заданной технологии, регламентирующей алгоритм и контролирующей безопасность работ и их результативность.

Данная процедура представляет собой комплекс действий, направленных на разработку пласта, имеющего подходящее соотношение дебита к депрессии, с целью выкачивания сырья из залежей месторождения. В ходе вскрытия необходимо позаботиться о том, чтобы не произошло открытого фонтанирования, но одновременно с этим важно, чтобы очищающие качества пластов природного происхождения остались неизменными.

В случае, если проницаемость пластов слишком маленькая, требуется увеличить фильтрационные возможности призабойной области, для чего применяются различные методы. Само вскрытие может осуществляться несколькими способами и имеет две разновидности: первичное и вторичное. Под первичным понимается набор действий, которые направлены на пластовое бурение с обеспечением устойчивого и надежного положения скважины, а вторичное является необходимым действием после цементирования колонн.

Сформировавшаяся технология процесса мало чем отличается от бурения основного скважинного ствола, поэтому она не берет в расчет

механические качества пластов породы. Выбор технологии вскрытия для нефтяной скважины воздействует на особенности освоения месторождения и играет важную роль в формировании характеристик конкретной скважины.

Технология вскрытия продуктивных пластов требует правильного составления рецепта раствора для бурения, использования работ по цементированию того вида, который окажет наиболее низкое отрицательное воздействие на фильтрационные свойства пластов. Плотность смеси должна определяться степенью давления в пластах, сам раствор должен иметь удерживающие способности, обладать гидрофобностью, высокой степенью смазывания, ингибирующими качествами. Технология также предусматривает регулярную очистку смеси механическими и химическими способами.

Комплексная технология по цементированию включает несколько этапов, главные среди которых – установка ванны, буферных пачек и создание состава для тампонажа с низкой отдачей при фильтрации. Смесь для тампонажа делается с применением качественного портландцемента с добавкой специальных элементов, улучшающих его свойства.

Первичным вскрытием называется разбуривание продуктивного пласта, а к вторичной работе относится перфорация. Первичное вскрытие считается первой частью работ по завершению, и они проводятся в самом пласте. Качество действий определяет степень загрязненности раствора и самого пласта, что напрямую отражается на проницаемости, поэтому крайне важно подобрать правильную технологию для конкретных условий. Всего выделяют три класса для первичного пластового вскрытия:

Технологии, которые используются при давлении депрессивного типа в стволе скважины. Они относятся к 1 классу, и согласно им, для промывки используются насыщенные газом или прошедшие аэрацию жидкости.

2 класс – технологии, которые применяются, если пластовое и скважинное давление равны.

3 класс – репрессивное давление (показатель в скважине больше, чем в пластах).

Технологии 3 класса известны в мировой практике больше всего.

После первичного вскрытия в ствол опускаются трубы НКТ, после чего делается цементирование: это также перекрывает пласт с высоким нефтесодержанием, что вынуждает повторно вскрывать его. Эти работы, известные как вторичное вскрытие, делаются при помощи перфорирования: это процедура создания специальных отверстий в колонне, цементной основе и пластовой породе, чтобы усилить гидродинамические связующие цепи между стволом и породой. Сегодня перфорирование делается разными методами; применяются устройства механического типа и взрывные виды.

В ходе перфорирования крайне важны следующие факторы:

- Гидродинамические показатели для скважины;
- Высокая прочность и надежная фиксация ствола;
- Минимальные затраты сил и времени;
- Методы вскрытия продуктивных пластов.

Ключевые требования, которые применяются к способам вскрытия пластов:

- Защита от ухудшения фильтрационных свойств призабойной области в ходе вскрытия пластов с низким уровнем давления;
- Предупреждение фонтанирования скважины при высоком давлении;
- Надежность конструкции трубопроводов, ствола и забойной зоны.

В ходе вторичного вскрытия, которое осуществляется перфорированием, могут использоваться различные перфораторы, выбор которых делается, исходя из давления пластов, механических свойств породы и степени проницаемости. Наиболее популярны пулевые, кумулятивные, гидropескоструйные, фрезерные и торпедные разновидности.

Используемый метод подразумевает, что формы и габариты отверстий для соединения колонны с пластом определяются созданными условиями и самим способом. В ходе вскрытия необходимо исключить попадания в пласт

тампонажных и буровых смесей, которые могут существенно ухудшить его свойства. Вскрытие должно создать такие условия, в которых пласт будет эксплуатироваться максимально долго, а нефтяная добыча будет эффективной.

В ходе вторичного вскрытия могут использоваться перфораторы разной конструкции. Так, устройства пулевого типа спускаются в ствол на электрокабеле, и при создании импульса электричества осуществляется так называемый залп, в ходе которого происходят выстрелы по радиальной траектории. Диаметр пуль составляет 1,25 см, они способны пробить колонну с кольцом и оказаться в продуктивном слое. После этого появляются каналы, которые могут иметь длину от 6,5 до 15 см в зависимости от мощности оборудования и физико-химических свойств пласта.

Большой результативностью обладают устройства торпедной конструкции: они выстреливают снарядами разрывного вида, их диаметр колеблется от 2,2 до 3,2 см. При взрыве таких снарядов формируются глубокие каверны. Минусом этого и предыдущего типа оборудования является то, что после работы могут образоваться трещины на трубах и кольце из цементной смеси.

Применение кумулятивных устройств отверстия образуются в пласте, трубах и кольце при помощи прожигания стенок газовой сконцентрированной струей, которая образуется при взрывании снарядов кумулятивного типа. Давление струи доходит до 30 Гпа, и в породе создается канал длиной до 35 см, который имеет сужающуюся по длине структуру. Его максимальный диаметр составляет 1-1,5 см. минусом метода считается то, что газовая струя влечет подачу жидкости из ствола, из-за чего пласт засоряется, и в будущем при эксплуатации нефтяной приток может существенно уменьшиться.

Недостатки, которые характерны для перфорирования при помощи вышеописанного оборудования, отсутствуют, если использовать гидropескоструйный метод. Перфоратор опускается в ствол, а затем при помощи насосного оборудования проводится нагнетание жидкости с

песчинками под определенным давлением (обычно его показатель варьируется от 15 до 30 МПа). Жидкость подается через насадки и медленно разрушает стенки ствола, кольцо и пласт в заданных точках. В ходе гидropескоструйной обработки создается полость, имеющая форму конуса с возрастающим диаметром. Глубина такой полости доходит до 1 метра, и преимуществом является то, что колонна не будет деформирована в соседних участках.

Также, порой, для вскрытия вторичного типа используется фрезерная перфорация, при которой по колонне опускается устройство с кругом для резки, вращающимся вокруг оси, и с его помощью в колонне делаются специальные щели. Минусом такого метода считается малая глубина спуска, поэтому его можно применять на скважинах, которые в силу тех или иных причин не могут быть углублены.

2.4 Технологическая оснастка

Элементы оснастки обсадных колонн представляют комплекс устройств, применяемый для успешного спуска обсадных колонн и качественного цементирования скважин, надежного разобщения пластов и нормальной последующей эксплуатации скважин.

Башмак с направляющей насадкой - предназначен для оборудования нижней части обсадной колонны с целью повышения ее проходимости по стволу скважины и предупреждения повреждения нижней трубы при посадках. Башмаки присоединяют к нижней части обсадной колонны на резьбе или сварке. Направляющие насадки в основном изготавливают из чугуна или бетона. В промежуточных колоннах при после дующем углублении ствола их разбуривают. Для обсадных колонн диаметром 351 мм и более в ряде случаев применяют башмаки с фаской без металлических направляющих насадок с целью исключения работ по разбуриванию металла на забое.

Башмачный патрубок с отверстиями применяют в тех случаях, когда существует опасность забивания промывочных отверстий направляющей насадки.

Башмак Super Seal II Universal Blank RPT Reamer Shoe компании Халлибуртон (рисунок 6) – это обновленная технология знаменитой разработки компании, используемой с 1986 года.



Рисунок 6 – Башмак Super Seal II Universal Blank RPT Reamer Shoe

Он способен пройти даже в осложненных районах, с набуханием пород. Удлиненные лезвия стабилизатора спроектированы для уменьшения вибрации обсадной колонны.

Обратный клапан - предназначен для предотвращения перетока бурового или тампонажного раствора из заколонного пространства в обсадную колонну в процессе крепления скважины. Его монтируют в башмаке обсадной колонны или на 10-20 м выше него. Обратные клапаны изготавливают корпусными и бескорпусными. По виду запорного элемента они делятся на тарельчатые, шаровые и имеющие шарнирную заслонку.

По принципу действия различают три группы обратных клапанов:

1. исключают перемещение жидкости из заколонного пространства в обсадную колонну при ее спуске в скважину;

2. обеспечивающие самозаполнение спускаемой обсадной колонны буровым раствором при определенном (задаваемом) перепаде давлений над клапаном и в заколонном пространстве, но исключают возможность обратной циркуляции раствора;

3. обеспечивающие постоянное самозаполнение обсадной колонны раствором при спуске в скважину и позволяющие ее промывку методом обратной циркуляции, они включаются в работу после доставки запорного элемента клапана с поверхности в его корпус.

Если возможны газонефтеводопроявления, но отсутствуют поглощения, то при креплении вертикальных и наклонно направленных скважин следует применять обратные клапаны соответственно первой и второй групп. При возможности поглощения и отсутствии проявления пластов целесообразно использовать клапаны третьей группы при креплении вертикальных и наклонно направленных скважин.

Головка цементирующая – универсальная предназначена для обвязки устья при цементировании нефтяных и газовых скважин в одну и более ступеней с одновременным расхаживанием обсадных колонн, а также в случаях манжетного цементирования.

Характеристика цементирующих головок Упорное кольцо (центраторы) - предназначено для получения четкого сигнала об окончании процесса продавливания тампонажного раствора при цементировании скважины. Его изготавливают из серого чугуна и устанавливают в муфте обсадной колонны на расстоянии 10-30 м от башмака.

Центраторы применяют для центрирования обсадной колонны в стволе скважины с целью равномерного заполнения кольцевого пространства тампонажным раствором/и качественного разобщения пластов. Кроме того, они облегчают процесс спуска обсадной колонны, уменьшая силу трения между обсадными трубами и стенками скважины, увеличивают степень

вытеснения бурового раствора тампонажным вследствие образования локальных завихрений восходящего потока раствора в зонах центраторов, а также облегчают работу по подвеске хвостовиков и стыковке секций обсадных колонн в результате центрирования их верхних концов.

Центраторы по конструкции делятся на разъемные и неразъемные, пружинные и жесткие, а по характеру закрепления пружинных планок – на сварные и разборные. Их обычно устанавливают в средней части каждой обсадной трубы, т.е. в местах наибольшего изгиба.

При креплении наклонно направленных скважин применение центраторов обязательно.

Скребки используют для разрушения корки бурового раствора на стенках скважины при спуске обсадной колонны в процессе ее цементирования для образования прочного цементного кольца за обсадной колонной. Проволочные скребки корончатого типа комплектуют упорным кольцом "стоп" с витым клином и устанавливают на обсадной колонне рядом с центратором, выше и ниже каждого из них. Допускаемая осевая нагрузка на ограничительное кольцо СК 1,18 тс.

Центраторы Isolizer компании Халлибуртон (рисунок 7) разработанные специально для глубокого бурения могут быть расположены в любом месте обсадной колонны, и не ограничены межстыковыми соединениями.



Рисунок 7– Центраторы Isolizer

Кроме того, они легко устанавливаются на обсадную колонну. Операция по установке может производиться на производственной базе, тем самым сэкономив время и обезопасив рабочих.

Турбулизаторы – предназначены для завихрения восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве при цементировании скважины. Их устанавливают на обсадной колонне в зонах расширения ствола скважины на расстоянии не более 3 м друг от друга. Лопастей турбулизаторов могут быть металлическими или резиновыми (резина покрывается двумя слоями кордной хлопчатобумажной ткани). Угол наклона лопастей турбулизатора типа ЦТ к его вертикальной оси 30; допустимая осевая нагрузка на корпус 1,18 тонна-сил.

Муфты ступенчатого цементирования – применяют для крепления скважин в тех случаях, когда возникает необходимость подъема тампонажного раствора на большую высоту (до 3000 м и более). При оснащении обсадных колонн указанными муфтами становится возможным цементирование

скважин в две ступени как с разрывом во времени между ступенями, так и без него. В стволе скважин их рекомендуется устанавливать в интервалах устойчивых непроницаемых пород и на участках, где отсутствуют уширения, каверны или желобообразования, а в наклонно направленных скважинах - также в вертикальной части ствола.

Разъединители хвостовиков и секций обсадных колонн - предназначены для безопасного спуска на бурильных трубах и для цементирования потайных колонн (хвостовиков) или секций обсадных колонн и последующего отсоединения от них бурильных труб. Разъединители делятся на резьбовые (левая резьба) и безрезьбовые, к которым относятся кулачковые, замковые и штифтовые разъединители. Разъединители оснащены внутренним пакерующим узлом для обеспечения циркуляции жидкости через башмак потайной колонны или секции обсадной колонны после отсоединения обсадных труб от бурильных в разъединителе и цементирования их. Наличие секционной разъединительной пробки в разъединителях позволяет в процессе цементирования потайных колонн и секций обсадных колонн разобщать тампонажный раствор и продавочную жидкость.

Подвесные устройства – применяют для подвешивания хвостовиков или секции обсадных колонн в стволе скважины с целью предотвращения их изгиба от действия собственного веса. Глубинную подвеску потайных колонн и секций обсадных колонн при креплении скважин производят тремя способами: на цементном камне, клиньях и опорной поверхности. Потайные колонны и секции обсадных колонн можно подвешивать на цементном камне в обсаженной и необсаженной частях ствола без ограничений их длины, глубины скважины и кольцевых зазоров, но при обязательном подъеме тампонажного раствора на всю длину цементируемой колонны.

Разделительные цементировочные пробки используют для разобщения тампонажного раствора от бурового и продавочной жидкости при цементировании обсадных колонн, а также получения сигнала об окончании процесса продавливания тампонажного раствора. Они делятся на нижние и

верхние. Нижнюю пробку вводят в обсадную колонну непосредственно перед закачкой тампонажного раствора для предотвращения его смешивания с буровым раствором. Верхнюю пробку вводят в обсадную колонну после закачки тампонажного раствора и перед закачкой продавочной жидкости. При цементировании потайных колонн и секций обсадных колонн используют верхние двухсекционные пробки, состоящие из двух частей: нижней части, подвешиваемой на средних калиброванных штифтах в обсадной трубе, соединенной с бурильной колонной, и верхней части, продавливаемой по бурильным трубам.

2.5 Обсадные колонны

Важную роль в бурении скважин по добыче нефти и газа играет создание обсадной колонны – элемента, необходимого для фиксации горизонтов по разработке и удержанию в правильном положении всей скважины.

Компания DrawWorks запатентовала новую технологию спуска обсадных труб с помощью нового поколения инструментов для спуска обсадных колонн (Casing Running Tools) DWCRT™.

Инструмент для спуска обсадных колонн производства DrawWorks (DrawWorks Casing Running Tool -DWCRT) изображенный на рисунке 8, разработан для свинчивания колонн, возвратно-поступательного движения и промывки (подачи, возврата и циркуляции раствора) при вращении DWCRT верхним приводом. DWCRT предназначен для захвата трубы, свинчивания с требуемым крутящим моментом с обсадной колонной и спуска колонны в скважину посредством одновременного выполнения операций вращения, возвратно-поступательного движения и циркуляции.

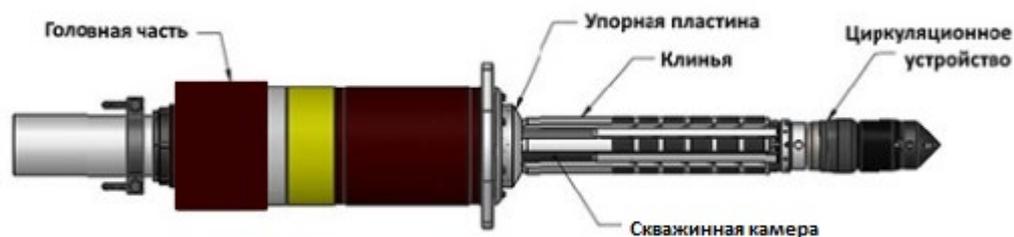


Рисунок 8 – Инструмент для спуска обсадных колонн DWCRT

Фактически DWCRT может заменить 4 инструмента и 4 человека при спуск колонн. Объединение в одном инструменте DWCRT штропов, элеваторов, ключей и систем промывки устраняет необходимость в оборудовании и персонале на площадке буровой установки, что повышает безопасность и производительность. DWCRT работает механически (без использования гидравлики). данная технология решает вопросы, возникающие при спуске, такие как прохождение через окна или спуск в длинных боковых стволах.

Особенности технологии:

- механическое устройство, грузоподъемность от 140 т до 100 т с внутренним зажимом;
- для установки инструмента на трубу нее требуется установочный вес;
- 1 комплект вкладышей на каждый размер обсадной трубы;
- 1 головка (450 т) для размеров обсадной трубы от 4-1/2 «до 20»;
- 1 головка (1 тыс т) для размеров обсадной трубы от 9-5/88 «до 26»;
- отсутствие снижения нагрузки или крутящего момента при выполнении операций;
- компенсатор резьбы на длину 6" при свинчивании;

- замковый механизм - предотвращает излишнее давление инструмента при повышении крутящего момента;
- инструмент может быть установлен и отключен при очень низком крутящем моменте;
- предотвращает повреждение обсадной трубы при повышенных нагрузках.

При использовании запатентованного компенсатора для зажима клиньев не требуется силовое усилие верхнего привода. При вращении и увеличении крутящего момента на удерживаемой обсадной колонне, в отличие от других инструментов, у DWCRT нет снижения номинальной нагрузки на растяжение. DWCRT может быть установлен с низким крутящим моментом, что означает, что его очень легко освободить.

Существует несколько вариантов обсадных колонн DWCRT, они изображены на рисунке 9.



Рисунок 9 – Варианты исполнения обсадных колонн производства DrawWorks

В таблице 1 приведены размеры и нагрузки данных обсадных колонн.

Таблица 1. Размеры и нагрузки обсадных колонн DWCRT

	1	2	3	4	5
Вес	140 тонн	160 тонн	225 тонн	450 тонн	450 тонн
Максимальный крутящий момент	17628 Н*м/ 1794 кг*м	20340 Н*м/ 2070 кг*м	33900 Н*м/ 3450 кг*м	88140 Н*м/ 8970 кг*м	88140 Н*м/ 8970 кг*м
Диаметр	4,5 "	5 "	5,5 "	7 "	9-5/8 "

2.6 Цементирование

Степень центрирования, то есть, насколько труба отклонилась от стенки открытого ствола, является критическим моментом, поскольку эксцентриситет приводит к тому, что поток жидкости проходит по более широкой стороне затрубного пространства, при этом, канал загущенного бурового раствора остается на месте на узкой стороне затрубного пространства. Это приводит к тому, что не весь ствол заполняется цементом, и могут остаться каналы, по которым после цементирования будет проходить или уходить раствор.

Обычно трубу удерживают по центру открытого ствола с помощью центраторов, которые устанавливаются на тело трубы и фиксируются стопорными кольцами. Существуют различные модели и разработки, но все они попадают в две категории. У жестких центраторов наружный диаметр фиксированный и не зависит от прилагаемых нагрузок. Однако, этот наружный диаметр должен быть меньше диаметра долота, иначе центратор будет препятствовать спуску обсадной колонны до забоя. Это ограничивает максимально достигаемую степень центрирования, особенно, если фактический размер ствола больше номинального из-за кавернозности и других проблем, связанных с устойчивостью ствола. У пружинных центраторов внешний диаметр может превышать номинальный диаметр открытого ствола. Пружинный центратор

можно спускать через сужения ствола, сжимая упругие пружины. Однако прогиб пружин также зависит от нагрузки, передаваемой обсадной колонной, и увеличивается в искривленных скважинах, где вес трубы полностью или частично передается на центратор.

Современные системы моделирования цементирования, например, Halliburton iCem, могут рассчитать степень центрации и эффективность закачки цемента с учетом свойств, используемых при цементировании жидкостей, рабочих характеристик и схемы размещения центраторов, а также фактической геометрии ствола, измеренной LWD- или иным тросовым кавернометром. С помощью этих инструментов можно оценить степень влияния ствола скважины, а также правильно подобрать тип центратора и интервал между ними, чтобы обеспечить изоляцию критичных зон цементом.

Подбор технологии или рецептуры тампонажных растворов индивидуален и зависит от региона, скважинных условий и нагрузок на колонну и цементный камень при эксплуатации скважины. Например, американской компанией Везерфорд разработаны различные технологические решения в области цементирования:

- газоблокирующие системы CemTite для скважин с газоносными пластами, которые предотвращают миграцию газа в структуру цемента при переходе его из жидкого в твердое состояние. Такие характеристики достигаются за счет химических веществ, которые обеспечивают качественный контроль потерь флюида и создают плотную пленку на поверхности раствора,

- облегченные цементные растворы CemLite для скважин с низкими показателями градиента гидроразрыва пласта и возможными поглощениями,

- эластичные и расширяющие цементные системы, такие как CemPly и CemPand, которые актуальны для горизонтальных скважин с многостадийным ГРП во время освоения.

- самозакрепляющиеся системы CemHeel, которые эффективно работают в скважинах с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) и

высокими рисками появления межколонных перетоков (такие системы используются в верхней части затрубного пространства, и в их составе работают специальные добавки, которые расширяются при прохождении флюида через микротрещины в структуре цемента и тем самым перекрывают их, предотвращая межколонные перетоки).

Нефтедобывающая промышленность переместилась из легкодоступной в область представляющую сложность в плане глубины, давления, толщины слоя воды и свойств пород. Самое передовое решение в цементировании скважин – само заживляющаяся система, которая восстанавливает целостность цементного камня при контакте с углеводородами, в том случае если она по каким-то причинам была утеряна. Существует эластичная цементная система, разработанная компанией Шлюмберже, способная выдержать экстремальные условия на протяжении всей жизни скважины включая перфорации, работы по стимуляции пласта, изменения в температуре и давлении во время эксплуатации и даже некоторые природные явления. Такая система называется FlexSTONE и применима к следующим скважинам:

- газовым или нефтяным с высокими давлениями либо температурой;
- кандидатам для проведения ГРП;
- подлежащим консервированию;
- с большими колебаниями плотности буровых растворов при бурении;
- с ожидаемыми микрозорами, микротрещинами или с планируемыми изменениями режима температуры, давления.

Преимущества ее заключаются в следующем:

- уменьшается непродуктивного времени и расходов, связанных с нарушением межпластовой изоляции

- увеличивается дебит скважины за счет надежной изоляции пластов с низким градиентом ГРП
- увеличивается срок эксплуатации скважин за счет надежной изоляции и защиты обсадной колонны при наличии коррозионных жидкостей
- происходит предотвращение заколонных перетоков и/или незапланированного повышения давления в затрубном пространстве.

Еще одна инновационная технология, которая так же разработана компанией Шлюмберже – это технология цементирования FUTUR (технология активного цементного камня) — это новый уникальный герметик, который улучшает долгосрочное разобщение горизонтов и защищает от перетоков углеводородов и «межколонного» давления газа на устье скважины. Закачиваемый и размещаемый в заколонном пространстве в процессе цементирования скважины цементный раствор FUTUR формирует дополнительный барьер над резервуаром, реагируя на потерю герметичности в заколонном пространстве в случае нарушения целостности цементного кольца в любой момент в течение всего срока службы скважины. В случае повреждения цементного камня и начала перетока углеводорода через трещины в цементном камне либо через микрозазоры (1), данный цемент реагирует и в течение нескольких часов перекрывает пути перетока углеводородов (2) путем восстановления целостности цементного кольца (3), как показано на рисунке 10.



Рисунок 10 – Восстановление целостности цементного кольца потоком углеводорода

Как только пути перетока углеводородов перекрыты, скважина восстанавливает свою гидравлическую изоляцию. Данная регенерация целостности цементного камня может повторяться в случае, если скважина повторно утрачивает гидравлическую изоляцию в процессе ее эксплуатации в течение всего срока службы скважины.

На рисунке 11 показан результат проведения теста по перекрытию потока газа, который проводился при комнатной температуре и давлении 21 МПа. Первоначальное давление было установлено при помощи азота (показан синим цветом), после чего система была переключена на природный газ. По истечении 30 минут цемент системы FUTUR уменьшил поток газа до пренебрежимо малых величин.

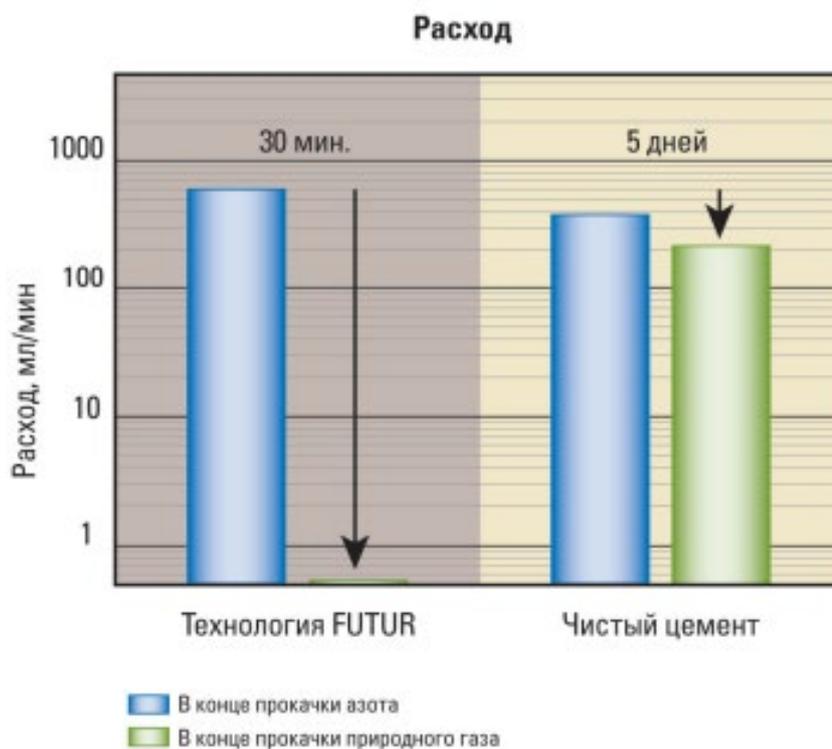


Рисунок 11– Результаты теста по перекрытию потока газа

Технология применяется:

- в составе облегченного цементного раствора или раствора нормальной плотности при первичном цементировании скважин;
- для нефтяных, газовых, газоконденсатных скважин, а также для скважин, работающих смесями различных углеводородов;

- для консервации и ликвидации скважин с помощью цементных мостов;
- в районах, где необходима дополнительная защита от миграции газа в межколонном пространстве в течение всего срока эксплуатации скважин.

Преимущества технологии в том, что она ликвидирует микрозазоры, трещины в цементном камне и другие возможные пути для перетоков углеводорода, увеличивает срок службы скважины, самостоятельно восстанавливается и защищает от потери гидравлической изоляции в заколонном пространстве, снижает затраты на ремонтноизоляционные работы и потерю прибыли из-за остановки добычи, а также снижает затраты на мониторинг состояния скважины.

Технология FUTUR была применена в двух скважинах на месторождении Столберг в Центральной Альберте для борьбы с межколонными проявлениями газа, грифонами и перетоками, что было не под силу традиционным цементным системам. Текущая технология, которую применяют в данном регионе, подразумевает использование газонепроницаемых цементных систем. Данные цементные системы были интегрированы с системой самовосстанавливающегося герметика с использованием стандартного цементировочного оборудования и процедур.

Немаловажным является способ доставки жидкой цементной смеси в скважину, в виду постоянно усложняющихся условий цементирования. Современные технологические вызовы всё чаще ассоциируются с добычей на шельфе, соответственно целесообразно рассмотреть новые агрегаты, применяемые для цементирования глубоководных морских скважин.

К одной из таких технологических новинок относится цементировочный аппарат компании Халлибуртон HCS AdvantageOne Offshore Cementing System, специально разработанный для приготовления и закачивания цементных растворов на морских буровых платформах (рисунок 12).

Отличие HCS AdvantageOne от традиционных систем цементирования, применяемых на отечественных промыслах, заключается в его универсальности. Аппарат позволяет автоматически смешивать до 300 различных добавок, гарантируя идеальную точность пропорций, заданных оператором.



Рисунок 12 – Цементирующий аппарат HCS AdvantageOne Offshore Cementing System

Рабочее давление в 20.000 Psi (138 Мпа) позволяет производить глубоководные работы, при большом давлении.

Особенность аппарата еще и в том, что всё управление ведется удаленно, тем самым гарантируя безопасность и комфортные условия труда рабочих.

2.7 Перфорация

Современная технология перфорации прошла путь от простого прострела отверстий в обсадной колонне до научных, направленных на достижение конкретной цели процедур, позволяющих реализовать сложные и универсальные схемы заканчивания скважин. Сегодня перфорация применяется для оптимизации перманентного заканчивания, временного заканчивания, например, для проведения испытаний пластоиспытателем на бурильных трубах (DST) и ремонта скважины. Наряду с такими видами

обслуживания, как гидроразрыв пласта, борьба с выносом песка, сверхглубокие и горизонтальные скважины, придание требуемых свойств жидкостям для заканчивания скважин и испытания скважин, прострелочно-взрывные работы стали неотъемлемым элементом повышения продуктивности.

Для достижения оптимальной продуктивности скважины перфорационные системы и заряды должны обеспечивать увеличение диаметра перфорационных каналов и упрощение проникновения в пласт. Ключевым элементом повышения эффективности перфорации является функциональное соответствие перфоратора и зарядов.

Эффективность перфоратора и зарядов во внутрискваженных условиях является крайне важной для успешного заканчивания скважины. Капсульные перфорационные системы подразделяются на два типа – одноразовые (обломки зарядов и несущий каркас после отстрела остаются в скважине) и извлекаемые (обломки корпусов зарядов остаются в скважине, но несущий каркас извлекается в случаях, когда обломки нельзя оставить на забое). Перфораторы второго типа также называют полуразрушающимися. Некоторые капсульные перфорационные системы могут использоваться для селективной перфорации, когда за один спуск простреливается несколько интервалов. Перфораторы доставляются в скважину на кабеле, хотя есть системы, которые также могут спускаться на проволоке.

Перфорационная система Enerjet с одноразовым ленточным каркасом содержит глубокопроникающие с нулевой или другими фазировками. Помимо одноразового варианта этой перфорационной системы имеется также вариант с извлекаемым каркасом. Поперечный габарит системы составляет 4,14-6,35 см.

Высокоэффективные системы Pivot Gun, спускаемые на кабеле через НКТ, идеально подходят для перфорации во время капитальных ремонтов скважин или для глубокого прострела за пределы кольматационного слоя. Во время спуска в скважину диаметр корпуса перфоратора всего 4,29 см, но как

только перфоратор выходит из башмака НКТ, заряды поворачиваются наружу и рабочий диаметр перфоратора увеличивается до 9,63 см. Система Pivot Gun обеспечивает глубину отверстий перфорации, которую не дают никакие другие перфораторы аналогичного размера.

Важной особенностью системы Pivot Gun является сигнальная цепь (Safe Arming/Deployment Verification Circuit), гарантирующая безопасный контроль активации и срабатывания зарядов. Эта сигнальная цепь не позволяет активировать и отстрелить перфоратор до тех пор, пока заряды не будут полностью переведены в рабочее положение наружу из корпуса перфоратора при помощи толкающей головки и стержней. Другим ключевым преимуществом этой перфорационной системы является возможность извлечения несработавшего перфоратора. Заряды заворачиваются внутрь корпуса перфоратора при входе в башмак НКТ (направляющую воронку).

Перфорационная система PowerSpiral со спиральной фазировкой зарядов – это извлекаемый капсульный перфоратор, предназначенный для спуска на кабеле через НКТ. Типоразмеры перфоратора составляют 4,29, 5,40 и 6,35 см. Выдающимся технологическим достижением является размещение между зарядами перфоратора PowerSpiral амортизирующего материала. Этот материал ослабляет ударные волны при детонации, что позволяет снизить интерференцию между зарядами и свести к минимуму распространение ударных волн в стволе скважины. За счёт этого повышается эффективность отстреливания в стволе. Другие технические особенности системы включают несколько вариантов фазировки, высокую плотность перфорации и применение глубокопроникающих кумулятивных зарядов PowerJet. В результате, выполнение перфорации с помощью системы PowerSpiral обеспечивает наивысшую продуктивность скважины для систем данных типоразмеров.

Области применения.

- перфорация через НКТ;
- глубокое проникновение в пласт;

– перфорация при отсутствии буровой установки или повторная перфорация.

Таблица 2. Параметры капсульных перфораторов

Бескорпусная перфорационная система	Power Pivot	Извлекаемый Power Enerjet	Извлекаемый Power Enerjet с двойной фазировкой	Power spiral	Разрушаемый с тройной фазировкой для скважин большого диаметра
Плотность отверстий на 1 фут	4	6	6	7,5	6
Фазировка	180	0	+/- 45	45	0, +/-45
Глубина прострела, дюймы	28,4	21,6	14,6	19,5	8,1
Входное отверстие, дюймы	0,35	0,2	0,26	0,22	0,47
Номинальная температура при воздействии 1 час, F°	365	365	365	365	330
Максимальное давление, psi	12000	20000	20000	20000	15000
Максимальная длина перфоратора, фут	15	50	35	30	30

2.8 Вызов притока

Технический результат достигается за счет того, что в предлагаемом способе заканчивания строительства скважины после бурения ствола в продуктивном пласте и зумпфа в его подошве, сопровождаемого удалением шлама разбуренной породы из скважины путем промывки буровым раствором, расширения ствола в интервале продуктивного пласта без промывки скважины с удалением шлама разбуренной породы в зумпф, частичного заполнения ствола после его расширения фильтрующей массой, состоящей из частиц твердого расклинивающего материала, спуска в скважину на колонне НКТ хвостовика со щелевыми перфорационными каналами, ширина которых не больше размера частиц фильтрующей массы, выполнения гидравлического разрыва продуктивного пласта, при осуществлении которого в качестве расклинивающего материала в жидкости разрыва используют частицы фильтрующей массы, и вызова притока пластового флюида в скважину, бурение ствола и зумпфа осуществляют из-под башмака обсадной колонны, перед спуском в скважину к нижнему концу хвостовика присоединяют механический якорь и заглушку, а к верхнему концу – упругую самоуплотняющуюся манжету с размещенным снаружи нее съемным кожухом, который связан с хвостовиком посредством разрушаемых элементов, при этом нижнюю часть колонны НКТ оборудуют пакером и нагнетательным патрубком, у которого заглушен нижний конец, связанным со съемным кожухом, причем перед выполнением гидравлического разрыва продуктивного пласта механический якорь закрепляют в зумпфе, а пакер устанавливают в обсадной колонне, при этом частичное заполнение ствола фильтрующей массой выполняют в процессе продавки жидкости разрыва с расклинивающим материалом в продуктивный пласт, а после завершения процесса продавки последовательно осуществляют срыв пакера в обсадной колонне, осевое перемещение колонны НКТ в направлении снизу-вверх для

освобождения упругой самоуплотняющейся манжеты от съёмного кожуха и извлечение колонны НКТ на поверхность.

Способствует достижению технического результата то, что в процессе расширения ствола в интервале продуктивного пласта удаление шлама разбуренной породы из скважины осуществляют путем организации прямой или обратной промывки ствола буровым раствором.

Также способствует достижению технического результата то, что после расширения ствола в интервале продуктивного пласта на его стенке формируют ориентированные в заданном направлении врубочные щели.

Способствует достижению технического результата и то, что после срыва пакера в обсадной колонне осуществляют промывку межколонного пространства скважины через колонну НКТ и нагнетательный переводник.

Кроме того, способствует достижению технического результата то, что на наружной поверхности верхнего и нижнего концов хвостовика размещают центрирующие элементы.

Дальнейшие работы по вызову притока пластового флюида в скважину осуществляются согласно намеченному плану.

2.9 ГРП

За рубежом для проведения ГРП разработано большое количество новых технологий.

Например, компанией Халлибуртон разработан целый ряд технологий для многостадийных ГРП, в том числе оборудование заканчивания и технологии ГРП:

– ConductorFrac — Технология, позволяющая создавать трещину ГРП с высокопроводимыми зонами внутри пропантной набивки, что обеспечивает повышенную долговременную проводимость.

- CobraMAX НЖА-Технология совмещающая гидropескоструйную перфорацию и ГРП. Позволяет эффективно обрабатывать многозонные горизонтальные скважины.

- Система многоступенчатой обработки пласта для интенсификации притока RapidStage.

- Система RapidStage предоставляет возможность заканчивания горизонтальных скважин с точным расположением трещин МГРП без дополнительных спуско-подъемных операций.

- Система муфт для многоступенчатой интенсификации притока и добычи RapidShift.

- Система RapidShift предоставляет новые возможности заканчивания горизонтальных скважин с избирательной многостадийной стимуляцией. Многофункциональная муфта RapidShift приводится в действие механическим сдвижным инструментом, спускаемым на гибких или стандартных НКТ, либо шаром при ГРП, позволяя в дальнейшем провести повторную стимуляцию.

Так же компанией разработаны технологии повторного ГРП в многозонных скважинах:

- AccessFrac — Технология, использующая биodeградируемый отклонитель потока и материал повышающий проводимость проппантной пачки. Применяется для отклонения потока для повторного ГРП на многозонных скважинах, а также для отклонения потока в трещине и максимизации сети трещин.

- SurgiFrac — Технология использует динамику жидкости для обработки заданного интервала пласта. Совмещает ГПП и ГРП. Применяется в обсаженных стволах, хвостовиках, открытых стволах.

2.10. Кислотные обработки

Рассмотрим пример технологии кислотных обработок на примере нефтедобывающей скважины с горизонтальным стволом длиной 200 м на глубине 1432 м. и диаметром горизонтального ствола 144 мм. Скважина заполнена жидкостью глушения.

В скважину спускают колонну насосно-компрессорных труб с пусковыми муфтами и с воронкой на конце. Воронку размещают в интервале башмака эксплуатационной колонны. Гибкую безмуфтовую трубу с гидромониторной насадкой спускают внутри колонны насосно-компрессорных труб.

В горизонтальный не обсаженный ствол скважины спускают гибкую безмуфтовую трубу диаметром 38 мм с гидромониторной насадкой на конце. Насадку размещают на забое ствола скважины. При открытой затрубной задвижке на устье скважины прокачивают 15%-ный раствор соляной кислоты циркуляцией с устьем скважины. Одновременно с подачей раствора кислоты поднимают из скважины гибкую безмуфтовую трубу со скоростью 5 м/мин при скорости заполнения ствола скважины раствором кислоты 6 м/мин.

Открывают затрубную задвижку и горизонтальный ствол скважины заполняют по гибкой безмуфтовой трубе водным раствором поверхностно-активного вещества - 0,1% водным раствором МЛ-81Б. При закрытой затрубной задвижке по гибкой безмуфтовой трубе выполняют продавку водного раствора поверхностно-активного вещества в пласт. Проводят технологическую выдержку до всплытия нефти в скважину (в течение 2 часов), затем по затрубному пространству производят продавку раствора кислоты в пласт со ступенчатым подъемом давления и выдержкой на каждой ступени в следующем режиме: 2 МПа - 15 мин, 4 МПа - 15 мин, 6 МПа - 15 мин и 8 МПа - 15 мин. Потом скважину промывают и поднимают из скважины гибкую безмуфтовую трубу с гидромониторной насадкой.

По затрубному пространству прокачивают азот с отбором по колонне насосно-компрессорных труб до появления азота на устье скважины, используя один компрессор и две цистерны для вывоза отобранной при компрессировании жидкости. Давление в скважине снижено. Замеряют скорость подъема уровня жидкости в скважине, снимают кривую восстановления уровня. Проводят глушение скважины. Поднимают из скважины оборудование. Спускают колонну насосно-компрессорных труб с глубинным насосом и запускают скважину в работу.

В результате дебит скважины составил 23 м³/сут, в то время как в аналогичных условиях дебиты скважин, освоенных по известным техническим решениям, составляли 17 м³/сут.

Применение предложенного способа позволит обеспечить обработку всего горизонтального ствола скважины в режиме отмыва высвободившейся нефти, препятствующей контакту пород с кислотой. В конечном результате это позволит увеличить коэффициент продуктивности скважины.

Способ заканчивания скважины, включающий прокачку раствора кислоты циркуляцией с устьем скважины посредством гидромониторной насадки, размещенной на конце гибкой безмуфтовой трубы, одновременно с циркуляцией раствора кислоты подъем из скважины гибкой безмуфтовой трубы со скоростью, не большей скорости заполнения ствола скважины раствором кислоты, после заполнения горизонтального ствола раствором кислоты продавку раствора кислоты в пласт со ступенчатым подъемом давления и выдержкой на каждой ступени, проведение технологической выдержки для реакции раствора кислоты с породой, прокачку инертного газа, фиксирование кривой восстановления уровня, глушение скважины и освоение скважины, отличающийся тем, что предварительно в скважину в интервал башмака эксплуатационной колонны спускают колонну насосно-компрессорных труб с пусковыми муфтами и с воронкой на конце, гибкую безмуфтовую трубу с гидромониторной насадкой спускают внутри колонны насосно-компрессорных труб, перед продавкой кислоты в пласт

горизонтальный ствол скважины при открытом затрубном пространстве заполняют через гибкую безмуфтовую трубу водным раствором поверхностно-активного вещества, при закрытом затрубном пространстве выполняют продавку водного раствора поверхностно-активного вещества в пласт, проводят технологическую выдержку до всплытия нефти в скважину, затем по затрубному пространству производят продавку раствора кислоты, проводят технологическую выдержку 2-4 часа для реакции раствора кислоты с породой, промывают ствол скважины, поднимают из скважины гибкую безмуфтовую трубу с гидромониторной насадкой, а прокачку инертного газа проводят по затрубному пространству с отбором жидкости по колонне насосно-компрессорных труб.

2.11. Интеллектуальное заканчивание скважин

Интеллектуальные системы заканчивания скважин представляют собой единый комплекс со сложным дизайном, состоящий из инструментов управления, выравнивания притока или приемистости при одновременно-раздельной эксплуатации/закачке (ОРЭ/ОРЗ), а также систем внутрискважинного мониторинга (в различных зонах и боковых стволах) и систем контроля или аварийного закрытия. Подобный универсальный комплекс позволяет локально автоматизировать и оптимизировать процесс выработки /заводнения пласта или объекта в целом, а также может автономно работать и дистанционно управляться.

В настоящее время системы интеллектуального заканчивания скважин актуальны для многих российских месторождений и в той или иной мере применяются большинством ведущих зарубежных нефтегазовых компаний, осуществляющих разработку на территории нашей страны. Из-за истощения запасов легко извлекаемых углеводородов, а также необходимости разработки все новых и новых месторождений, находящихся в труднодоступных районах, становится очевидным, что для поддержания уровня добычи на требуемом уровне необходимо изменять подходы к

разработке месторождений. Одним из основных элементов решения является внедрение систем интеллектуального заканчивания скважин, позволяющих осуществлять мониторинг, контроль за работой скважины на протяжении всего срока ее эксплуатации, и, следовательно, осуществлять непрерывную оптимизацию разработки.

Одним из ключевых инструментов интеллектуального заканчивания является стационарная система внутрискважинного мониторинга и контроля, которая позволяет выполнять точный мониторинг на протяжении длительного времени (до 25 лет).

Применение систем интеллектуального заканчивания скважин обеспечивает полное понимание коллектора и возможность для повышения нефтегазоотдачи путем изменения тех или иных параметров внутрискважинного оборудования. Эти два преимущества являются ключевыми для максимального увеличения добычи.

На сегодняшний день, зарубежные компании предлагают широкий спектр инструментов для заканчивания скважин, от простых до самых сложных систем, способствующих минимизации затрат, сокращению рисков и оптимизации добычи. Вместо адаптации старых технологий к новым и более сложным условиям они предлагают очень современные, высокоэффективные технологии и решения.

Например, компания Weatherford для достижения поставленных целей применяет интегрированный подход к заканчиванию скважин, что подразумевает совместную работу специалистов подразделений Строительство и Заканчивание скважин.

Так же, разработанная компанией система OmniWell позволяет осуществлять контроль производительности пласта в реальном времени на протяжении всего срока эксплуатации скважины.

OmniWell включает в себя несколько типов решений и мониторинга:

– оптический и кварцевый датчики давления и температуры (P/T), которые работают при давлении 206 МПа и температурах до 300°C,

а также широко используются как индивидуальные системы при стандартных задачах мониторинга;

- оптические распределенные и многоточечные датчики контроля на базе волоконных решеток Брэгга, которые представляют собой универсальные решения для термического мониторинга;

- полнопроходные внутрискважинные оптические расходомеры, которые могут быть сконфигурированы для одно-, двух- или трехфазного потока и установлены в любом месте скважины вне зависимости от ее траектории;

- электрический или оптический кабель различных конфигураций;

- гибкий и применимый для различных условий эксплуатации комплекс систем управления, сбора, хранения и передачи данных.

Еще компанией проводится технология радиочастотной идентификации RFID, позволяющая снизить количество спускоподъемных операций (СПО) и внутрискважинных работ. Практически все наши инструменты совместимы с технологией RFID, которая позволяет дистанционно и выборочно использовать определенные инструменты. Программируемая RFID-метка просто сбрасывается в скважину, где достигает нужного при заканчивании инструмента и изменяет параметры его работы в соответствии с заложенной программой.

Кроме того, компания Weatherford разработала ряд внутрискважинных технологий, предназначенных для интеллектуального заканчивания, куда входит оборудование для открытого и обсаженного ствола. Для эффективного заканчивания в открытом стволе применяют заколонные пакеры с различными механизмами активации и возможностью установки и прокладки через них кабеля и контрольных линий; устройства контроля притока (технология ICD и технология автономного контроля притока AICD); скважинные фильтры – стандартные, класса «премиум» и расширяемые; технологии создания гравийной набивки; различные по исполнению подвески и пакеры для хвостовиков (как стандартные, так с возможностью прокладки кабеля или

линий управления); оснастку, включающую роликовые протекторы для скважин с большим отклонением от вертикали, и многое другое.

Также необходимо отметить, что технологии интеллектуального заканчивания активно развивается, и наряду с повышением надежности систем происходит оптимизация затрат, необходимых для их производства и монтажа, что безусловно положительно влияет на перспективы их внедрения.

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 SWOT-анализ компании ПАО «НК «Роснефть»

Таблица 3 – SWOT-анализ компании ПАО «НК «Роснефть»
Сильные стороны (S)

1. Компания является лидером по объему добычи нефти в РФ, а также по величине запасов среди публичных компаний мира.
2. Компания характеризуется высокой степенью вертикальной интеграции нефтяного бизнеса.
3. Месторождения компании характеризуются сравнительно малой степенью выработанности.
4. Компания имеет приоритет при распределении государством стратегических нефтяных месторождений.

Возможности (O)

1. Ведение разработки подлежащих налоговым льготам крупных месторождений в Восточной Сибири.
2. Разработка месторождений углеводородов на территории Алжира, как серьезный шаг навстречу крупным зарубежным проектам.
3. Проведение реконструкции Туапсинского нефтеперерабатывающего завода и увеличение его мощностей.
4. Увеличение доли в крупном Верхнечонском месторождении.
5. Увеличение объемов добычи на территории Восточной Сибири.
6. Возможность получить финансовую поддержку от государства в случае необходимости.

Слабые стороны (W)

1. Компания имеет высокую долговую нагрузку.
2. Находится в зависимости от трубопроводной инфраструктуры Транснефти и Газпрома.
3. Слабая вовлеченность компании в зарубежные профильные активы.
4. Компания характеризуется низкой степенью вертикальной интеграции в области газового и сбытового бизнеса.
5. Гибкость компании в принятии инвестиционных решений ограничивается контролем государства.
6. Компания подвержена политическому риску.

Угрозы (T)

1. Возможное ограничение доступа к газотранспортной системе Газпрома в будущем.
2. Возможное повышение степени влияния государства на инвестиционные решения компании.
3. Возможность замены текущего президента компании человеком, более зависимым от государства.
4. Потеря доступа к одесскому нефтепроводу в результате политического давления со стороны Украины.
5. Конкуренция с Газпромом за проекты по разработке месторождений углеводородов на территории сахалинского шельфа.

3.2 Структура и организационные формы работы компании ПАО «НК «Роснефть»

Организационная структура предприятия ПАО «НК «Роснефть» представлена на рисунке 13.

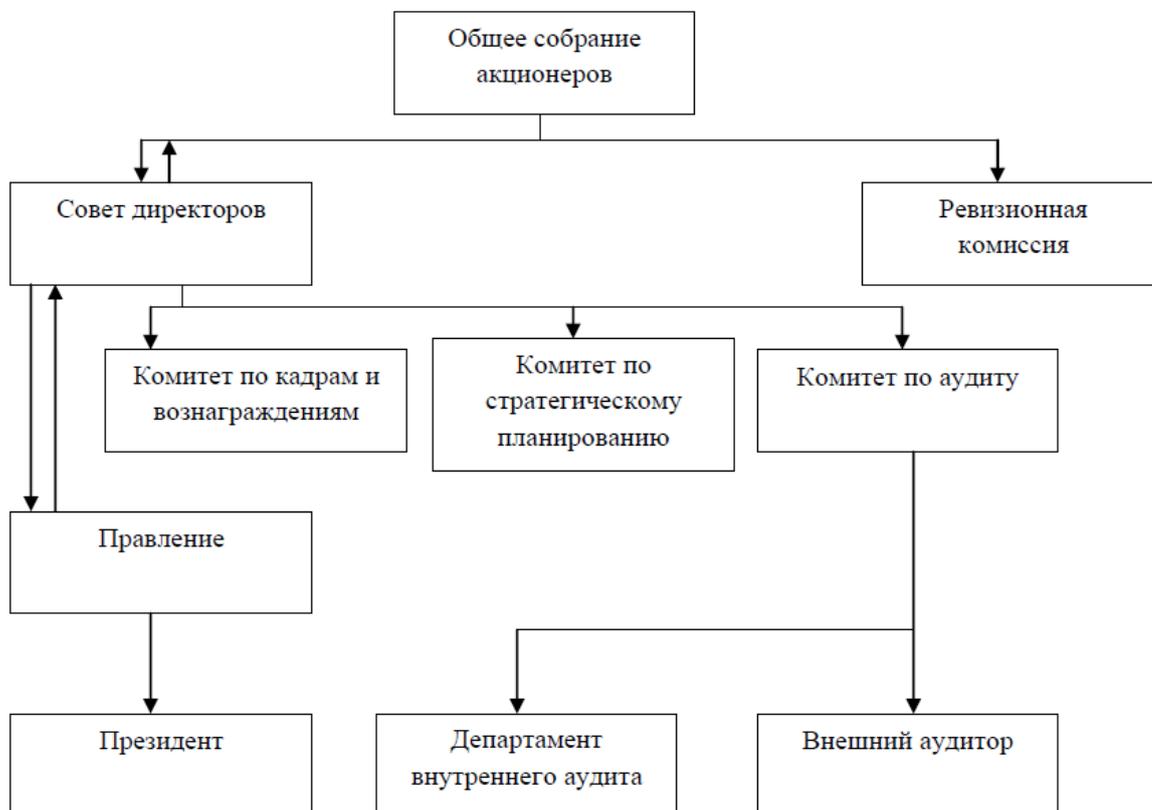


Рисунок 13 – Организационная структура предприятия ПАО «НК «Роснефть»

Органы управления компанией (в соответствии с Уставом ПАО «НК «Роснефть»):

- общее собрание акционеров;
- совет директоров;
- правление (коллегиальный исполнительный орган);
- президент (единоличный исполнительный орган).

В нефтяной компании «Роснефть» общее собрание акционеров является высшим органом управления. Все акционеры компании владеют голосующими акциями и могут принимать участие в общем собрании с правом голоса при обсуждении вопросов, находящихся в компетенции

совета. Компания ежегодно проводит общее годовое собрание акционеров, которое инициируется советом директоров ПАО «НК «Роснефть».

Советом директоров нефтяной компании «Роснефть» осуществляется общее руководство деятельностью компании, за исключением решения вопросов, находящихся в компетенции общего собрания акционеров. Совет директоров избирается в количестве 11 человек на общем собрании акционеров ПАО «НК «Роснефть», на срок до следующего общего годового собрания акционеров. В составе совета директоров обеспечено оптимальное соотношение независимых, исполнительных и неисполнительных членов. Для достижения поставленных перед компанией целей в составе совета директоров созданы следующие комитеты:

- по кадрам и вознаграждениям;
- по стратегическому планированию;
- по аудиту.

Данные комитеты формируют члены совета директоров компании, обладающие знаниями и профессиональным опытом в соответствующих сферах. В состав комитета могут входить исключительно члены совета директоров, не являющиеся исполнительными директорами. При этом во главе комитета должен находиться независимый директор. Комитеты не являются органами компании и не имеют права действовать от имени совета директоров.

Комитет по аудиту занимается оценкой кандидатов в аудиторы ПАО «НК «Роснефть» и предоставлением результата оценок кандидатов совету директоров; оценкой заключений аудитора ПАО «НК «Роснефть» до их представления на общем годовом собрании акционеров. Комитет также занимается оценкой эффективности применяющихся в ПАО «НК «Роснефть» процедур по внутреннему контролю, а также подготовкой предложений по совершенствованию данных процедур; контролем над полнотой и достоверностью налоговых, бухгалтерских и управленческих отчетов в ПАО

«НК «Роснефть»»; проведением анализа эффективности внутренних процедур по управлению рисками, обеспечением их соблюдения и др.

Комитет по кадрам и вознаграждениям занимается формированием кадровой политики ПАО «НК «Роснефть»; разработкой критериев по определению размера компенсаций и вознаграждений руководства компании, исполнительных органов и членов совета директоров. Также данный комитет занимается разработкой программ по долгосрочному вознаграждению сотрудников ПАО «НК «Роснефть» (бонусных и опционных) и другими функциями, предусмотренными в соответствующем положении компании.

Комитет по стратегическому планированию занимается формированием стратегий управления и развития, финансовых и инвестиционных стратегий компании; определением приоритетного направления деятельности компании; предварительным одобрением планов финансово-хозяйственной деятельности ПАО «НК «Роснефть», а также иными функциями, предусмотренными в соответствующем положении компании.

Руководством над текущей деятельностью ПАО «НК «Роснефть» занимается единоличный исполнительный орган (президент) и коллегиальный исполнительный орган (правление) компании. Исполнительные органы занимаются всеми вопросами, связанными с текущей деятельностью компании, не считая вопросы, находящиеся в компетенции совета директоров и общего собрания акционеров ПАО «НК «Роснефть».

Членов правления компании утверждает совет директоров по предложению президента ПАО «НК «Роснефть» сроком на 3 года.

3.3 Анализ решения компании ПАО «НК «Роснефть» по переходу на двухколонную конструкцию скважин

На сегодняшний день ПАО «НК «Роснефть» по праву считается одним из крупнейших недропользователей в РФ.

Одной из наиболее перспективных технологий бурения скважин считается технология строительства скважины одного проходного диаметра (монодиаметра). Считается, что использование более простых конструкций

скважин, должно сократить время строительства скважин, а также уменьшить затраты на закупку обсадных колонн различного диаметра, значительно уменьшить количество цемента, необходимого для крепления скважины и др.

Проанализируем производственный опыт компании ПАО «НК «Роснефть» на Ванкорском месторождении, где был произведен переход на более простую конструкцию скважин в интервале залегания мягких пород.

В процессе разработки Ванкорского месторождения, характеризующегося сложным геологическим разрезом, компания ПАО «НК «Роснефть» поставила перед собой цель – повысить эффективность бурения и уменьшить время сооружения скважин. В качестве одного из путей достижения этой цели было предложено перейти с трехколонной конструкции скважины на двухколонную.

Решение о переходе было принято в процессе бурения в интервале яковлевского горизонта, после определения возможности сократить время бурения и расходы путем исключения из конструкции скважины технической колонны. На момент принятия данного решения (конец 2013 года) на Ванкорском месторождении было пробурено более 110 скважин, при этом более половины скважин было пробурено на яковлевский горизонт.

До 2013 года использовалась трехколонная конструкция скважины, состоящая из следующих секций необсаженного ствола:

- секция 393,7 мм для кондуктора, в которой использовались шарошечные конические долота для прохождения гравийного интервала на средней глубине 200 м;
- секция 292,3 мм для технической колонны (долото PDC);
- секция 219,1 мм для эксплуатационной колонны (долото PDC);
- секция под хвостовик 152,4 мм (долото PDC).

В начале 2014 года компания приняла окончательное решение о переходе на облегченную конструкцию скважин, бурящихся на яковлевский горизонт. Было решено упростить конструкцию скважины за счет бурения секции под эксплуатационную колонну длиной до 2500 м. В связи с

увеличением длины данной секции, нужно было подобрать технологию бурения, способную решить проблемы, связанные с увеличением крутящего момента, трения, а также позволяющую сохранить желаемую механическую скорость проходки.

Компания «Роснефть» доверила координацию проекта по оптимизации процесса бурения интервала под эксплуатационную колонну компании «Шлюмберже». Разработанный «Шлюмберже» план оптимизации заключался в использовании роторно-управляемых систем PowerDrive X6, буровых долот Smith Bits, а также системы бурового раствора POLY-PLUS на основе высокомолекулярного анионного полимера от M-I SWACO.

Комплексные решения, предоставленные компанией «Шлюмберже» позволили заказчику значительно улучшить эффективность бурения в сравнении с ранее пробуренными скважинами и планом бурения, сократив время сооружения скважины в данном проекте на 7 дней.

Комплексный подход к разработке двухколонной конструкции скважины, позволил улучшить производственные показатели и сократить время сооружения скважины. Компании ПАО «НК «Роснефть» удалось успешно пробурить разрабатываемый горизонт и добиться следующих результатов:

- время сооружения скважины с двухколонной конструкцией на семь дней меньше по сравнению с трехколонной;
- достижение рекордного опережения плана по времени (в среднем на 28%);
- рост механической скорости бурения на 7% в секции 219,1 мм;
- удалось пробурить секцию длиной 2380 метров за пять дней за одно долбление.

На рисунке 14 приведены графики строительства скважин с трехколонной и двухколонной конструкцией.

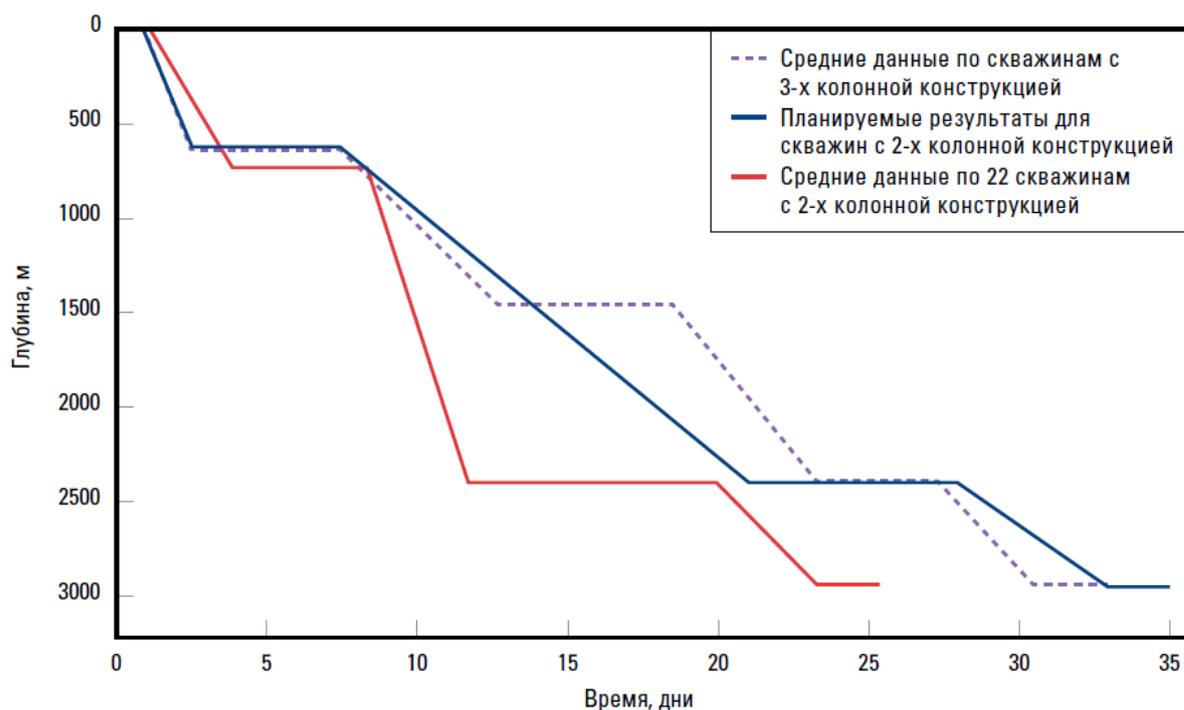


Рисунок 14 – Графики строительства скважин с трехколонной и двухколонной конструкцией

В таблице 4 приведен линейно-календарный график выполнения работ по строительству скважин.

Таблица 4 – Линейно-календарный график выполнения работ по строительству скважин

	Дни																																					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35			
1																																						
2																																						
3																																						

Условные обозначения к таблице 4:

1 – график строительства скважины Ванкорского месторождения с трехколонной конструкцией;

2 – плановый график строительства скважины Ванкорского месторождения с двухколонной конструкцией;

3 – фактический график строительства скважины Ванкорского месторождения с двухколонной конструкцией;

-  – работы, связанные с подготовкой к бурению скважины;
-  – бурение ствола скважины;
-  – шаблонировка ствола скважины, ГИС (если требуется), спуск обсадных колонн, крепление обсадных колонн, переоборудование устья скважины.

3.4 Расчет экономической эффективности применения двухколонной конструкции скважины на Ванкорском месторождении

В данном разделе рассчитаем примерную прибыль, полученную компанией ПАО «НК «Роснефть» в результате перехода от трехколонной конструкции скважин Ванкорского месторождения к двухколонной и проанализируем полученные результаты.

Рассмотрим оборудование, использовавшееся в процессе бурения скважины с трехколонной конструкцией:

- секция 323,9 мм бурилась при помощи шарошечного долота и винтового забойного двигателя типоразмера 240;
- секция 292,3 мм бурилась при помощи долота PDC и винтового забойного двигателя типоразмера 240;
- секция 219,1 мм бурилась при помощи долота PDC и винтового забойного двигателя типоразмера 172;
- секция под хвостовик 152,4 мм бурилась при помощи долота PDC и винтового забойного двигателя типоразмера 120.

Рассмотрим оборудование, использовавшееся в процессе бурения скважины с двухколонной конструкцией:

- секция 292,3 мм бурилась при помощи шарошечного долота и винтового забойного двигателя типоразмера 240;
- секция 219,1 мм бурилась подрядчиком (компанией «Шлюмберже») с использованием роторно-управляемых систем PowerDrive X6, буровых долот Smith Bits, а также системы бурового раствора POLY-PLUS на основе высокомолекулярного анионного полимера от M-I SWACO;

– секция под хвостовик 152,4 мм бурилась при помощи долота PDC и винтового забойного двигателя типоразмера 120.

В таблице 5 приведена примерная стоимость забойного оборудования, необходимого для бурения скважин на Ванкорском месторождении.

В таблице 6 приведена примерная стоимость аренды оборудования и услуг персонала компании «Шлюмберже».

Таблица 5 – Примерная стоимость забойного оборудования, необходимого для бурения скважин на Ванкорском месторождении

Для трехколонной конструкции скважины	
Наименование оборудования	Стоимость оборудования, руб.
Шарошечное долото 323,9 мм	200000
Долото PDC 292,3 мм	450000
Долото PDC 219,1 мм	370000
Долото PDC 152,4 мм	360000
Винтовой забойный двигатель 240 мм	620000
Винтовой забойный двигатель 172 мм	744000
Винтовой забойный двигатель 120 мм	868000
Суммарная стоимость оборудования, руб.	3612000
Для двухколонной конструкции скважины	
Шарошечное долото 292,3 мм	120000
Долота PDC Smith bits 219,1 мм	475000
Долото PDC 152,4 мм	360000
Винтовой забойный двигатель 240 мм	620000
Винтовой забойный двигатель 120 мм	868000
Суммарная стоимость оборудования, руб.	2443000

Таблица 6 – Примерная стоимость аренды оборудования и услуг персонала компании «Шлюмберже»

Наименование услуги	Стоимость услуги, руб./сутки
Аренда роторно-управляемой системы	300000
Сопровождение инженерного сервиса	45000
Сопровождение службы буровых растворов	115000
Суммарная стоимость услуг, руб./сутки	460000

Примерная стоимость одного дня строительства скважины на территории Ванкорского месторождения составляет 1200000 рублей (с учетом заработной платы персонала, амортизации оборудования, затрат на дизельное топливо, масла, хим. реагенты и пр.). Согласно линейно-календарному графику ведения работ по строительству скважины, на строительство скважины трехколонной конструкции уходит 32 дня, а на строительство двухколонной – 25 дней.

При строительстве скважины двухколонной конструкции компания «Шлюмберже» предоставляет услуги своего персонала и услуги по аренде оборудования на интервале бурения ствола скважины диаметром 219,1 мм. В рассмотренном случае данный интервал удалось пробурить за 5 дней.

В таблице 7 приведена примерная стоимость строительства скважины на Ванкорском месторождении.

Таблица 7 – Примерная стоимость скважины на Ванкорском месторождении

Скважина трехколонной конструкции		
Примерная стоимость одного дня строительства скважины	Кол-во дней	Затраты
1200000 руб./сутки	32	38400000 рублей
Суммарная стоимость забойного оборудования		3612000 рублей
Итого		42012000 рублей
Скважина двухколонной конструкции		
Примерная стоимость одного дня строительства скважины	Кол-во дней	Затраты
1200000 руб./сутки	25	30000000 рублей
Примерная стоимость услуг компании «Шлюмберже»	Кол-во дней	Затраты
460000 руб./сутки	5	2300000 рублей
Суммарная стоимость забойного оборудования		2443000 рублей
Итого		34743000 рублей

Таким образом, прибыль компании при переходе от трехколонной конструкции скважины к двухколонной составила примерно 7269000 рублей. Подобного результата удалось достичь благодаря значительному сокращению срока строительства скважины (на 7 дней). Срок строительства скважины двухколонной конструкции может увеличиться за счет более продолжительного процесса бурения интервала ствола скважины диаметром 219,1 мм. При этом будет увеличиваться продолжительность оказания услуг компанией «Шлюмберже», что повлечет за собой дополнительные расходы.

Каждый дополнительный день, потраченный на бурение данного интервала, повлечет за собой расходы в размере 1660000 рублей, где 1200000 рублей – это расходы на один день строительства скважины, а 460000 рублей – расходы на оплату услуг компании «Шлюмберже».

На рисунке 18 представлены графики, отображающие примерную стоимость скважины двухколонной конструкции, в зависимости от продолжительности срока строительства скважины. За основу взят реальный

опыт строительства скважины (25 дней), при этом бурение интервала ствола скважины диаметром 219,1 мм производилось в течение 5 дней (с 9 по 13 день план-графика). В связи с этим изменение стоимости строительства скважины будет начинаться с 14 дня ведения работ.

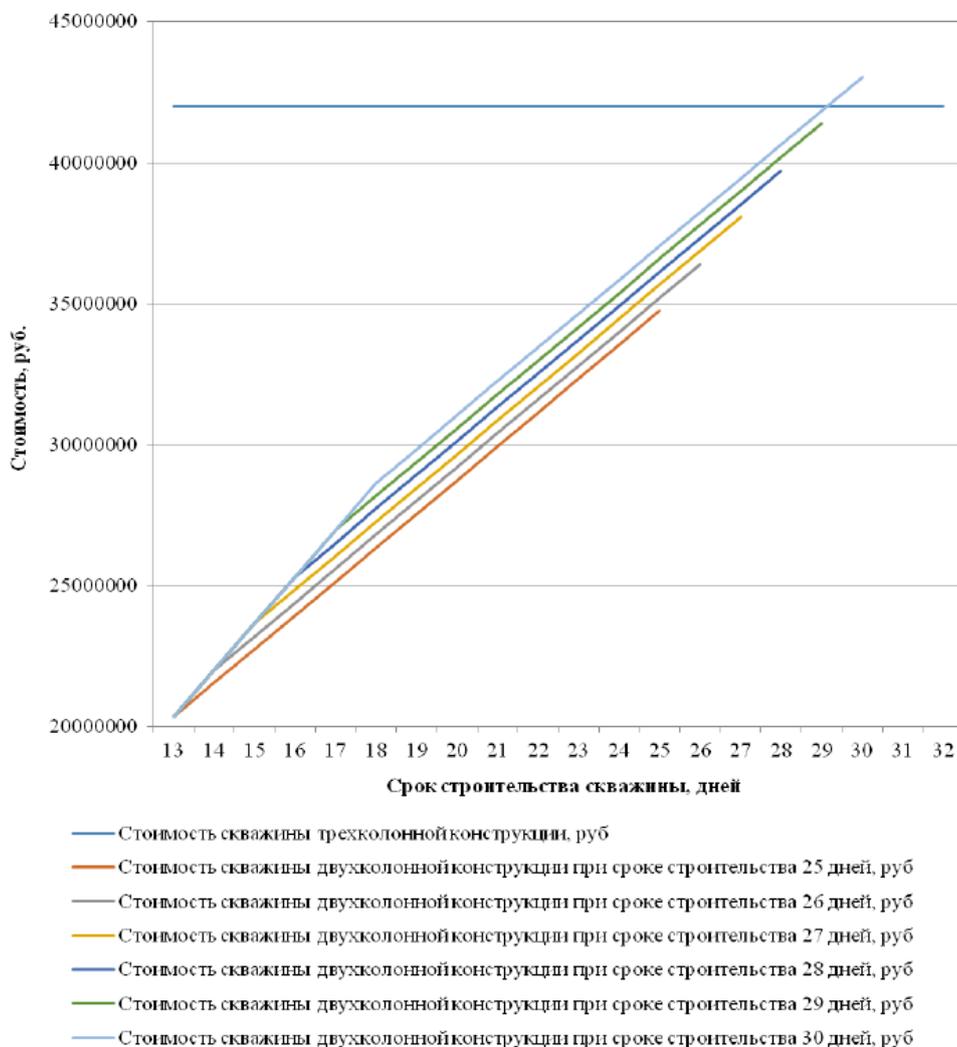


Рисунок 15 – Примерная стоимость строительства скважин двухколонной конструкции

Исходя из данных, представленных на рисунке, можно сделать вывод о том, что бурение скважин двухколонной конструкции на Ванкорском месторождении целесообразно при сроке строительства скважины менее 30 дней (продолжительность бурения интервала ствола скважины диаметром 219,1 мм менее 10 дней).

4 Социальная ответственность

Понятие «социальная ответственность» на данном этапе развития общества получило широкое распространение во всех сферах деятельности человека. Обычно социальная ответственность рассматривается как одно из выражений ответственности в обществе. Ответственность как способ взаимодействия различных сил в обществе (отдельные индивиды, организации, органы управления) связана с выполнением каких - либо обязанностей, предъявлением на этой основе требований к соответствующему лицу или организации, а также применением санкций в случае невыполнения.

Таким образом, социальная ответственность – это особое морально-правовое и социальное отношение конкретного лица (в нашем случае Работодателя) к обществу (Рабочему классу), характеризующиеся выполнением нравственного долга и правовых норм и аспектов деятельности.

В данном разделе более подробно рассмотрим роль социальной ответственности в нефтегазовой отрасли в частности в сфере бурения нефтяных и газовых скважин. А именно, рассмотрим пункты связанных с исключением несчастных случаев; защитой здоровья работников; снижением вредных воздействий на окружающую среду; экономным расходом невозобновимых природных ресурсов. В качестве объекта исследования рассматривается технологический процесс по использованию винтовых забойных двигателей для строительства скважин в различных геологических условиях, различных по своей специфике, профилю и назначению.

Таким образом, в роли объекта выступает весь комплекс производственно-технических мероприятий, необходимый для бурения нефтяных и газовых скважин.

Производственная безопасность

Количество работающих на опасном техническом производстве в Российской Федерации составляет почти половину от всех занятых физическим трудом лиц. Охрана труда рабочих является одним из

основополагающих факторов для построения дисциплинированного, а главное безопасного производственного процесса. В настоящее время правительство страны работает над улучшением условий труда рабочих, его научной организации о сокращении, а в дальнейшем и о полном вытеснении тяжелого физического труда на основе комплексной механизации и автоматизации производственных процессов в большинстве отраслей производственно-технического хозяйства.

Отрасль нефтяной и газовой промышленности является наиболее опасной производственной площадкой, следовательно, для создания условий труда уделяется особое внимание. В сфере бурения нефтяных и газовых скважин, входящей в состав нефтегазового комплекса, при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке скважин возможны следующие опасности, представленные в таблице 8:

Таблица 8. Сводная таблица опасных и вредных факторов на производственном объекте нефтегазового промысла

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работы на буровой установке, в блоках очистки бурового раствора от выбуренной породы, в насосном блоке, на столе ротора: спускоподъемные операции, работы	1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 2. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 3. Повышенный	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Повышенная или пониженная температура поверхностей	1. "СанПиН 2.2.4.548-96. 2.2.4. [28] 2. ГОСТ 12.1.003-83 [29] 3. ГОСТ 12.1.012-2004 [30] 4. СП 52.13330.2011 Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [31] 5. ПБ-08-624-03 (15)

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
на столе ротора с движущимися элементами, сварочные работы, обслуживание электрических составляющих работ на открытом воздухе круглогодично.	уровень вибрации; 4. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.	оборудования, материалы; 3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.	[32] 6. ПОТ Р М-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00; ПУЭ-7[33] 7. Р 2.2.2006-05[50]

Рассмотрим каждый из выше представленных факторов детально.

Опасные факторы:

1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

1.1. Анализ опасного фактора, который может создать аварийную ситуацию. Буровая установка представляет сложный и массивный рабочий объект, состоящий из множества механизмов и различных технических узлов. Получение травм возможны во время СПО, падения с высот различных предметов, а также деталей буровой установки и ее отдельных элементов, недостатки в содержании рабочего места, отсутствие ограждений движущихся частей бурового оборудования, применение опасных приемов труда и т.д. Наличие множества подвижных элементов в конструкции установки (буровые насосы, привода, лебедки, ротор и др.), являются чрезвычайно опасными для здоровья рабочих, в случае несоблюдения техники безопасности на объекте.

1.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека. Данные механические воздействия могут повлечь значительный ущерб здоровью персонала буровой установки, нередко случаи летального исхода в результате нарушения норм и требований безопасности.

1.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации. Основным нормативным документом для обеспечения безопасной работы в нефтегазовой отрасли являются Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности ПБ-08-624-03 (15) [32]. В данном документе детально прописаны все требования, необходимые для обеспечения безопасности на рабочей площадке.

Рассмотрим некоторые из них: для исключения падения посторонних предметов на рабочего с высоты, применяемые крепления всех приспособлений и устройств, устанавливаемых на вышках, должны исключать их самопроизвольное раскрепление и падение. Приспособления и устройства должны быть застрахованы от падения. Для исключения падения свечей бурильных труб буровые установки должны быть оснащены приспособлением (поясом) для А-образных мачт и вышек с открытой передней гранью, предотвращающих падение устанавливаемых (установленных) за палец свечей.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте.

Кроме того, необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о

проведении ремонтных

- работ;

- весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты
- (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.);
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом.

Буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60° , ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь $2\div 5^\circ$. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора.

Испытание включают в себя:

- внешний осмотр;
- статическое испытание;
- динамическое испытание.

В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты (блокировка, дублирование и т.д), которые также подлежат испытанию.

2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

2.1 Анализ опасного фактора, который может создать аварийную ситуацию. Данный фактор опасен практически во всех сферах

производственной деятельности. В настоящие дни применение электрического тока на буровых установках, является одним из основных критерием ее работоспособности, следовательно, получение травм такого рода возможно практически в любой ситуации. В качестве источников опасности могут выступать –открытые токопроводящие элементы буровой установки, прикосновения к которым могут повлечь как серьезные ожоги и повреждения, так и летальный исход.

2.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Воздействие электрического тока на человека подразделяется на 4 категории:

1. Термическое воздействие – проявление ожогов отдельных участков тела человека, нагревом органов до высоких показателей температуры, как следствие их функциональное расстройство.

2. Электролитическое воздействие – разложение жидкостей тела (кровь, вода, лимфа) на отдельные ионы, как следствие нарушение их свойств и физико-химического состава.

3. Биологическое – проявляется в виду раздражения отдельных частей тела, судороги мышц, нарушение внутренних биологических процессов.

4. Механическое – отделение и разрыв тканей организма [46].

2.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением

следующих мероприятий: проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями ПОТ Р М-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00, а также ПУЭ-7 [33].

- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств;
- применение защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Помимо, «Правил по охране труда и эксплуатацией электроустановок», действия буровой бригады на буровой установке регламентированы

«Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными постановлением Госгортехнадзора России от 05.06.2003 (с изм. в 2013г.) [32].

Производственная площадка буровой установки относится к классу с повышенной опасностью поражения электрическим током, по следующим критериям:

- Помещения с токопроводящими полами (наличие железобетонных, металлических, кирпичных и иных типов токопроводящих напольных покрытий), буровая установка представляет металлическую конструкцию с металлическими полами и перекрытиями;
- Условия, когда человек может одновременно прикоснуться к металлическим корпусам электрооборудования и к заземленным металлоконструкциям зданий. На буровой установке множество металлических конструкции, в том числе и бурового оборудования, подключенных к электричеству;
- Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;

– Работы на буровой ведутся со множеством вращающихся и движущихся механизмов, которые в результате действия нагреваются и способны повысить температуру в помещении, помимо этого, соприкосновение персонала с нагревательными элементами, например, дизельных двигателей, могут вызвать ожоги;

– Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

На буровой установке в результате нарушений техники безопасности возможно получение любого типа ожога, но к данному фактору относятся два вида ожогов:

1. Термический ожог. Такие травмы в зоне действия бурового оборудования возможно получить от прямого контакта с:

а) огнем, например, в случае ЧС на буровой, с последующим возгоранием. Данный вид ожога опасен в виду вероятности повреждения жизненно-важных органов (дыхательных путей, лица и др.). Оказание первой помощи при ожогах требует устранение материалов одежды, что в свою очередь может повлечь распространению инфекции;

б) горячим паром; в зимнее время года использование пара на буровой установке является обязательным параметром, так как практически все буровое оборудование находится на открытом пространстве и подвержено замерзанию, пар используется для отогрева узлов и агрегатов буровой установки. Ожоги паром как правило диагностируются неглубоким повреждением кожных тканей, возможно повреждение дыхательных путей;

в) горячими предметами; в процессе эксплуатации буровой установки, в частности: дизельных двигателей, приводных механизмов и др., эти элементы подвержены нагреву до больших температур, в результате контакта с такой поверхностью возможно получение ожогов, как правило, сопровождающихся вздутием кожных покровов.

2. Химический ожог. Повреждение связано с прямым попаданием на тело человека агрессивных химических веществ, на буровой это чаще всего

химические вещества (кислоты, щелочи, соли тяжелых металлов), необходимые для приготовления бурового раствора [34].

3.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Согласно Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности[32], температура наружных поверхностей технических устройств и кожухов теплоизоляционных покрытий не должна превышать температуру самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, а в местах, доступных для обслуживающего персонала, должна исключать возможность ожогов, именно этим нормативным документов регламентируется обеспечение безопасности относительно данного фактора, так как обеспечение исправного и защищенного рабочего места не представляет опасности для персонала, при соблюдении техники безопасности.

Вредные факторы:

1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;

1.1. Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию. Производственная деятельность на буровой ведется круглосуточно и круглогодично, следовательно, влияние как высоких, так и низких температур на организм рабочего персонала неизбежно. Помимо этого, как правило основная масса буровых работ ведется в условиях крайнего Севера.

1.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека. Данный факт способствует частому заболеванию рабочего персонала: повышение температуры тела; простуда; болезни дыхательных путей и др. Безопасность и здоровья персонала на рабочем месте очень важный показатель для компаний, для этого необходимо соблюдать требования и нормативы рабочего процесса на открытом воздухе.

1.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Труд всех работающих в условиях крайнего Севера по профессиям, связанных с бурением нефтяных и газовых скважин, по микроклиматическому признаку регламентируется в соответствии с Р2.2.2006-05 [50]. Согласно данного документа, наиболее подходящим климатическим регионом (поясом), характеризующимся следующими показателями температуры воздуха (средняя зимних месяцев) и скорости ветра (средняя из наиболее вероятных величин в зимние месяцы), является климатический пояс Ib (TV) - 41 °С и 1,3 м/с. Таким образом, к допустимым климатическим условиям труда относятся -15,1 °С (без перерывов на обогрев) и -18,1 °С (с перерывами); к вредным условиям труда относится температурный интервал -23,5 °С (без перерывов на обогрев) и - 29,8 °С (с перерывами); к опасным относится -27,5 °С (без перерывов на обогрев) и -35,5 °С (с перерывами на обогрев).

Так как большинство производственных помещений буровой установки не защищены от окружающей среды, рассмотрим температурные интервалы для помещений:

Оптимальные температурные границы для категории Пб:

– Холодное время года, температура воздуха – 17-19 °С; температура поверхностей –16-20 °С; относительная влажность воздуха – 60-40%; скорость движения воздуха – 0,2 м/с.

– Теплое время года, температура воздуха – 19-21 °С; температура поверхностей – 18-22 °С; относительная влажность воздуха – 60-40%; скорость движения воздуха – 0,2 м/с.

Допустимые границы величин показателей микроклимата на рабочем месте:

– Холодное время года, температура воздуха, диапазон ниже оптимальных значений –15-16,9 °С, диапазон выше оптимальных величин – 19,1-22 °С; температура поверхностей –14-23 °С; относительная влажность воздуха – 15-75%; скорость движения воздуха, для диапазона температур ниже оптимальных величин, не более – 0,2 м/с, для диапазона температур выше оптимальных величин, не более – 0,4 м/с.

– Теплое время года, температура воздуха, диапазон ниже оптимальных значений –16-18.9 °С, диапазон выше оптимальных величин – 21.1-27 °С; температура поверхностей 15-28 °С; относительная влажность воздуха – 15-75%; скорость движения воздуха, для диапазона температур ниже оптимальных величин, не более – 0,2 м/с, для диапазона температур выше оптимальных величин, не более – 0,5 м/с. (СанПиН 2.2.4.548-96. 2.2.4.).

Для предупреждения заболеваний необходимо предусмотреть укрытия рабочих мест, индивидуальные средства защиты (спецодежда), необходимые перерывы в работе. За вредность выплачиваются компенсации.

2. Повышенный уровень шума на рабочем месте.

2.1. Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию. Шум на рабочей площадке буровой установки неизбежен. Источником возникновения является работа винтового забойного двигателя в скважине, передающего шум и вибрацию по всей длине бурильной колонны на роторный стол. Помимо этого, работа дизельных двигателей является основным источником шума на буровой установке.

2.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека. Шум, возникающий в результате работы производственного оборудования, превышающий допустимые нормативные значения, пагубно воздействует на центральную нервную и вегетативную систему человека и органы слуха. Длительное воздействие шума, превышающего нормативные показатели, могут повлечь заболевания человека шумовой болезнью — нейросенсорная тугоухость. Таким образом, можно выделить основные негативные последствия на человека под действием избытка шума: потери слуха,

некоторых нервных заболеваний, снижения продуктивности в работе и некоторых случаях потери жизни.

2.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Рассмотрим данный фактор с точки зрения ГОСТ 12.1.003-83 [29]. Шум на рабочем месте не должен превышать 80 дБ. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звука, превышающими давление в 135 дБ. Защитные мероприятия: при проектировании, разработке технологических процессов, изготовлении и эксплуатации машин, следует принимать необходимые меры по снижению шума, воздействующего на персонал во время работы, до значения не превышающих допустимые. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция (минеральная вата, войлок) и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

3. Повышенный уровень вибрации.

3.1 Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию. Источниками вибрации на буровой установке являются те же механизмы и оборудование, что и источниками шума: винтовые забойные двигатели, дизельные двигатели, компрессоры и др.

3.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека. Обеспечение вибрационной безопасности на буровой площадке подразумевает создание условия, при которых воздействие данного фактора не будет предшествовать ухудшению состояния рабочего персонала, в том числе к профессиональным заболеваниям, снижению комфортности труда.

Помимо негативного влияния на человека, вибрация может влиять на нарушение в работе механизированных инструментов, машин и оборудования буровой установки, а также строительных конструкций. Это может повлечь за собой возникновение аварийных ситуаций и, в конечном счете, неблагоприятных воздействий на человека, получение им травм.

3.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации. Соблюдение требований

техники безопасности по данному фактору регламентируется ГОСТ 12.1.012-2004 [30].

На рабочем месте бурильщика во время долбления наибольшая вибрация отмечена на установке роторного бурения — до 123 дБ в октавной полосе 31,5 Гц. На установках, осуществляющих бурение турбобуром, параметры среднеквадратичной колебательной скорости ниже допустимого уровня и зачастую не превышают его. В целом наиболее высокие уровни вибрации, до 90—123 дБ, отмечены в полосах частот 8—63 Гц.

Максимальные значения среднеквадратичной колебательной скорости в децибелах изменялись в различных полосах частот: при роторном бурении от 111 до 120 дБ, при турбинном — от 85 до 112 дБ. Определение величин вибрации на рабочем месте бурильщика и площадке буровой установки в период спускоподъемных операций показало, что на всех буровых установках средние величины вибрации в диапазоне частот 8—63 Гц превышают допустимые уровни. При работе АКБ-3 (автоматический ключ буровой) возникали вибрации пола буровой площадки, превышающие допустимые уровни, в диапазонах среднегеометрических частот от 8 до 63 Гц на 6—14 дБ, сравнительно близкие по своим значениям к вибрациям, создаваемым на различных типах установок.

Значительное превышение вибрации над допустимыми величинами имеется в проходах у силовых агрегатов различных типов буровых установок.

Уровни общей вибрации на буровых установках после монтажа не должны превышать допустимые по ГОСТ "Вибрация. Общие требования безопасности" и регистрируются в акте приемочной комиссии. При гигиенической оценке вибраций нормируемыми параметрами являются средние квадратичные значения виброскорости v (и их логарифмические уровни L_v) или виброускорения для локальных вибраций в октавных полосах частот, а для общей вибрации – в октавных или третьоктавных полосах. Таким образом, согласно ГОСТ нормируемый диапазон частот вибрации устанавливается:

1. для локальной вибрации в виде октавных полос со среднегеометрическими частотами: 8; 16; 31,5; 63; 125; 250; 500; 1000 Гц;

2. для общей вибрации в виде октавных или 1/3 октавных полос со среднегеометрическими частотами: 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0; 10,0; 12,5; 16,0; 20,0; 25,0; 31,5; 40,0; 50,0; 63,0; 80,0 Гц.

Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброручкавицы. Помимо этого, вибрация при частоте 16 Гц не должна

превышать амплитуду $0 \div 28$ мм.

Нормы освещенности на рабочих местах должны иметь следующие значения:

- стол ротора – 40 лк;
- полатя верхового рабочего – 10 лк;
- приемный мост – 30 лк.
- пусковые ящики – 50 лк;
- буровые насосы – 25 лк.

Экологическая безопасность

Учитывая, что нефтяная промышленность в силу своей специфики является

отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды. Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в таблице 10.

Таблица 10. Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель (уничтожение в результате работы спец. техники и др.)	1.Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. 2.Соблюдение нормативов отвода земель. 3.Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами.	1.Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники. 2.Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов.
	Засорение почвы Производственными отходами и мусором.	1. Вывоз и захоронение производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора.
	Создание выемок и неровностей.	1.Засыпка выемок.
	Уничтожение Сельскохозяйственной растительности.	1.Оплата потрав.
Лес и лесные ресурсы. Уничтожение, повреждение и Загрязнение почвенного покрова. Лесные пожары.	Порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков	1.Уборка и уничтожение порубочных остатков. 2.Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос 3.Использование вырубленной древесины.
	Мероприятия по охране почв (см.графу "Земля и земельные ресурсы").	1.Попенная оплата. 2.Соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях.
Вода и водные ресурсы. Загрязнение производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды). Загрязнение	Механическое и химическое загрязнение водоотводов в результате стаянивания отвалов. Загрязнение подземных вод при смещении водоносных горизонтов.	1. Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников. 2. Очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства,

бытовыми стоками.		септики).
	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод	1. Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад, засыпка выработок в русле.
Недра	Нарушение естественных свойств геологической среды.	1. Ликвидационный тампонаж буровых скважин.
	Некомплексное изучение недр.	1. Тематические и научно-исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр. 2. Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего производства.
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов. Застройка месторождений, их затопление.	1. Ведение работ, позволяющих извлечь из недр как можно больше полезных компонентов. 2. Геологические работы с целью проверки "стерильности" зон застройки и организация рудных отвалов и складов, хранение образцов и проб.
Воздушный бассейн.	Выбросы пыли и токсичных газов.	1. Мероприятия предусматриваются в случае непосредственного вредного воздействия.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение. Браконьерство.	1. Проведение комплексных природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных. 2. Профилактическая работа.

Разработка мероприятий по охране окружающей среды

Для обеспечения предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо обеспечить строгое соблюдение действующих норм, правил и инструкций Госкомприроды, Минводхоза, Минрыбхоза, Минздрава России, а также местных директивных и контролирующих органов.

Охрана окружающей среды при строительно-монтажных работах. С целью

предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого поселка;

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины;

- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях.

- Охрана окружающей среды при бурении и креплении скважины. На данном этапе строительства скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 [35];

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);

- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;

– образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар.

Охрана недр

Для надежной охраны недр в процессе бурения скважины должны выполняться следующие мероприятия:

– строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;

– создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой;

– при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров.

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

– разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;

– засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;

– произвести восстановление плодородного слоя земли.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в

соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы (ГОСТ

17.2.3.01-86; ГОСТ 17.1.1.01-77; ГОСТ 17.2.1.04-77; ГОСТ 17.4.2.01-81; ГОСТ 27593-88[36-40].

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, а также значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности.

Исходя из природы возникновения чрезвычайной ситуации, существует классификация:

1. геологические
2. метеорологические
3. гидрологические
4. природные пожары
5. массовые заболевания

К наиболее вероятным производственным чрезвычайным ситуациям в нефтегазовом комплексе относятся:

- Пожары;
- Открытые фонтаны;

Рассмотрим один из самых опасных и вероятный случаев.

Пожары. Опасность пожаров и взрывов на производственных объектах нефтегазодобывающей промышленности характерна для всех технологических процессов начиная от добычи нефти, газа или конденсата и заканчивая их переработкой. Вероятность возникновения этих явлений, возможные масштабы и последствия их воздействия на здоровье и жизнь работающих зависят от объемов и свойств горючих материалов и веществ, условий поступления, распространения и накопления их в воздухе.

По взрывоопасности и пожароопасности объекты нефтяной и газовой промышленности относятся к категории «А». Согласно НП 105-03 к взрывоопасности категории «А» относятся производства на которых применяются:

1. вещества, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, воздухом и друг с другом (химические реагенты для приготовления бурового раствора: калий, натрий и др.);

2. горючие газы, нижний предел воспламенения которых равен 10% и меньше по отношению к объему воздуха (метан);

3. жидкости, с температурой вспышки паров до 28 °С, исключительно при условии, что указанные газы и жидкости могут образовывать взрывоопасные смеси в объеме, превышающем объем помещения на 5 % (спирт метиловый, этиловый, пропиловый).

Во избежание возникновения взрывов и пожаров необходимо выполнять следующие требования:

1. территория вокруг буровой в радиусе 50 м должна быть очищена от травы, валежника, листьев;

2. площадки вокруг наземных сооружений должны быть выровнены и не иметь препятствий для передвижения людей и пожарного транспорта;

3. топливная емкость для двигателей внутреннего сгорания, а также смазочные материалы должны располагаться не ближе 15 м от буровой;

4. запрещается пользоваться на буровой факелами, спичками, свечами, керосиновыми факелами. На территории буровой запрещается разведение костров, сжигание мусора, выжигание травы. Курение разрешается только в специально отведенных для этого местах, оборудованных емкостью с водой и надписью: "Место для курения";

5. электрические машины, оборудование, приборы, применяемые во взрывоопасных местах, должны отвечать требованиям "Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования;

6. во избежание разрушений, загораний и взрывов при прямых ударах молнии должна устанавливаться молниезащита в соответствии с РД 34.21.122-87 [41]. Запрещается во время грозы производить работы на буровой вышке, а также находиться на расстоянии ближе 10 м от заземляющих устройств молниезащиты;

7. для борьбы с проявлениями вторичных воздействий молний, а также статического электричества технологическая аппаратура и трубопроводы, содержащие горючие пары и газы, должны заземляться. Сопротивление заземляющих устройств допускается до 100 Ом.

Кроме того, для предупреждения возможности возникновения пожара при установке нефтяных ванн проводят тщательную работу по подготовке всего оборудования для безопасных работ, обращая особое внимание на устранение очагов пожара под полом буровой, в зоне ствола скважины и в лебедке. Под ведущей трубой обязательно должен быть установлен шаровой или обратный клапан, при этом категорически запрещается отвинчивать ведущую трубу с клапаном. Бурильная колонна должна быть разъединена

выше клапана. При использовании нефтяных ванн должны соблюдаться меры, исключающие возможность выбора и разлива нефти. Если нефтяная вышка устанавливается в ночное время, то место проведения работ освещается прожекторами.

Трубы, по которым нефть наливается в емкость и перекачивается в скважину, надежно заземляются, пролитая нефть засыпается песком. Около подъездных путей к буровой установке и около нее устанавливаются щиты с надписями о необходимости строгого соблюдения правил пожарной безопасности. Дизельное топливо и нефтепродукты для приготовления раствора хранятся не ближе 40 м от буровой.

Пожарная профилактика.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91.

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения.

Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит.

Каждый пожарный щит укомплектован следующим образом:

- огнетушитель ОВП(4) - 2 шт.
- лопата - 2 шт.
- багор - 2 шт.
- топор - 2 шт.
- ведро - 2 шт.
- ящик с песком - 1 шт.
- кашма 2×2 м - 1 шт.
- бочка с водой 200 л - 1 шт.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева. Для курения и разведения огня отводятся специальные места. Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003-86 [43].

Для исключения возможного возгорания от статического электричества производится установка защитного заземления.

Буровая установка должна быть оборудована следующими средствами пожаротушения:

1. двумя пожарными стояками диаметром 50-60 мм, установленными в 15-20м от помещений насосной и со стороны мостков буровой в 75-100м от водопровода;
2. тремя пожарными рукавами и двумя переводниками диаметром 50 - 60 мм (длина одного рукава не менее 20 м);
3. огнетушителями ОВП(8) в количестве 8шт, ящиками с песком емкостью 0,5м³ (4шт), пожарными щитами, оборудованными лопатами, ломом топорами, баграми, ведрами.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работник в сфере бурения нефтяных и газовых скважин имеет право на:

1. предоставление работы, обусловленной трудовым договором, а также рабочего места, соответствующего государственным нормативным требованиям охраны труда;
2. обеспечение рабочего места оборудованием, инструментами, технической документацией и прочими средствами, необходимыми для исполнения трудовых обязанностей;
3. своевременную и в полном объеме выплату оплаты труда в соответствии со своей квалификацией, сложностью труда, количеством и качеством выполненной работы;
4. отдых, то есть соблюдение ежедневной продолжительности рабочего времени, предоставление перерывов для отдыха и питания (12-ти часовой рабочий день с перерывом на обед 1 час), оплачиваемых ежегодных отпусков в соответствии с трудовым законодательством РФ (28 календарных дней) и дополнительный отпуск продолжительностью 16 календарных дней за работу в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера;

5. гарантии и компенсации, предусмотренные законодательством РФ и локальным и нормативными актами работодателя (компенсации проезда и проживания при устройстве на работу в полном размере, по факту предоставления подтверждающих документов;

6. обязательное государственное социальное страхование в порядке и на условиях, установленных действующим законодательством РФ.

Работник обязан:

– добросовестно выполнять свои должностные обязанности, установленные нормы труда, поддерживать рабочее место, технику, оборудование в исправном состоянии, чистоте и порядке;

– соблюдать правила внутреннего трудового распорядка, инструкции и т.д.;

– соблюдать трудовую дисциплину, не покидать рабочее место без уведомления руководителя подразделения или непосредственного руководителя на объекте;

Работнику запрещено:

– покидать самостоятельно производственный объект при централизованной смене вахты;

– курить в местах, где в соответствии с правилами техники безопасности и производственной санитарии установлен запрет;

– выносить с места работы имущество, принадлежащее предприятию, без получения соответствующего разрешения и подтверждающих документов;

– находиться на территории предприятия и производственного объекта в состоянии алкогольного, наркотического или токсического опьянения.

5. Соблюдать требования по охране труда, технике безопасности, пожарной безопасности и производственной санитарии.

При возникновении ситуации, представляющей угрозу жизни и здоровью людей, сохранности имущества, незамедлительно сообщить о случившемся непосредственному руководителю.

Положения о правах рабочего персонала, осуществляющих деятельность вахтовым методом прописаны в Трудовом кодексе Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018) Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом[54], а также в ГОСТе Р 12.0.001-2013 [45].

Заключение

Россия славится крупными запасами углеводородных ресурсов и других полезных ископаемых. Еще при существовании СССР благодаря продажам нефтепродуктов страна получала крупные доходы.

Однако, вследствие нахождения новых запасов газа и нефти появилась потребность в создании современных технических приспособлений для их добычи и переработки. Для дальнейшего развития нефтегазовой области нужно ежегодно вносить крупные инвестиции, которые со временем окупятся.

Инновационные научные разработки и достижения в области заканчивания скважин обеспечивают увеличение добычи углеводородов, улучшение безопасности рабочих процессов снижение количества негативных влияний на внешнюю среду.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение была проанализирована техника и технологии, применяющиеся при бурении скважин.

В разделе социальной ответственности рассмотрены опасные и вредные факторы при выполнении буровых работ и мероприятия по их устранению, приведен анализ экологической безопасности, а также безопасности в чрезвычайных ситуациях. Приведены ссылки на нормативные документы.

Список литературы

1. ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Метод измерения освещенности.
2. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
3. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
4. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть.
5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013
6. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
7. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
8. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
9. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
10. Руководство 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 29 июля 2005 г.).
11. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
12. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».
13. СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».
14. СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

15. Антоненко Д.А., Амирян С.Л., Мурдыгин Р.В., Хатмуллина Е.И.: “Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах” // Нефтяное хозяйство // 2017 №11.

16. Бровчук А.В. ГРП в горизонтальных скважинах с открытым стволом на месторождениях Западной Сибири // SPE article 102417-RU. 2006 SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia, 3 - 6 October 2006.

17. Безопасность жизнедеятельности: учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы / сост.: Е. В. Мусяченко, А. Н. Минкин. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016. – 412 с.

18. Бондаренко В.А. Анализ методов борьбы с пескопроявлениями на месторождениях Краснодарского края и разработка эффективных технологий. Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых». 28-31 октября 2014 г. – Пермь: Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 215-218.

19. Гайдуков Л.А., Михайлов Н.Н. Производительность горизонтальных скважин в техногенно-измененных неоднородных пластах // ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ 1/Н (07). – 2017. - № 2.

20. Прудникова А. Мультистадийные ГРП в горизонтальных скважинах // Техническая конференция «ГРП в России: Опыт и Перспективы», г.Нижневартовск, 28-30 сентября 2010 г.

21. Семенов, Исламов, Нухаев: Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство // 2017 №11.

22. Смазов А. Система заканчивания для многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах // Техническая конференция «ГРП в России: Опыт и Перспективы», г.Нижневартовск, 28-30 сентября 2010 г.

23. Штурн Л.В., Кононенко А.А., Денисов С.О. Отечественные фильтры для заканчивания скважин // Журнал «Территория НЕФТЕГАЗ». – М.: Издательство ЗАО
24. Мелик-Асланов Л.С., Везиров А.Р. “Проблема песка при добыче нефти.” // Журнал “Азерб. нефтяное хозяйство”, 2016, №9.
25. Brekke K., Lien S.C.: “New Simple Completion Methods for Horizontal Wells Improve Production Performance in High-Permeability Thin Zone” // SPE Drilling and Completion. – 2016. –V.9. –P. 205-209.
26. M. Chertenkov, Lukoil; S.V. Deliya , D.A. Semikin, G.A. Brown, A. Bayanova, E. Kanevsky, M. Nukhaev, A. Shapovalov, Y. Pormeyster: "Gas Breakthrough Detection and Production Monitoring From ICD Screen Completion on Lukoil's Korchagina Field Using Permanently Installed Distributed Temperature Sensors" // SPE 159581, 2012.
27. Moen T., Asheim H. Inflow Control Device and Near-Wellbore Interaction // Paper SPE 112471, 2015.
28. СанПиН 2.2.4.548-96. 2.2.4. «Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы»
29. . ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности»
30. ГОСТ 12.1.012-2004 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования»
31. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*»
32. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» Утверждены Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 (ред. от 12.01.2015)
33. «Правила по охране труда и эксплуатацией электроустановок» от 24.07.2013г. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Москва.

34. ГОСТ 12.1.005-88. «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
35. ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое»
36. ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов»
37. ГОСТ 17.1.1.01-77 «Охрана природы. Гидросфера. Использование и охрана вод. Основные термины и определения»
38. ГОСТ 17.2.1.04-77 «Охрана природы. Атмосфера. Метеорологические аспекты загрязнения и промышленные выбросы. Основные термины и определения»
39. ГОСТ 17.4.2.01-81 «Охрана природы. Почвы. Номенклатура показателей санитарного состояния»
40. ГОСТ 27593-88 «Почвы. Термины и определения»
41. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений»
42. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»
43. ГОСТ 12.3.003-86 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности»
44. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018) Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом
45. ГОСТ Р 12.0.001-2013 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Основные положения»
46. Лекция. Ожоги, отморожения, электротравмы. Электронный ресурс:
<http://медпортал.com/terapiya-anesteziologiya-intensivnaya/klassifikatsiya-ojogov-glubineploschadi.html>. Дата обращения: 29.03.2018
47. Шум и вибрация на рабочем месте. Бурение. Электронный ресурс:
<https://ecouniver.com/8422-shum-i-vibraciya-na-rabochem-meste-burilshhika.html>. Дата обращения: 29.03.2018

48. Мир знаний. Что такое ЧС? Электронный ресурс:
<http://mirznanii.com/a/298567/chtotakoe-chrezvychaynye-situatsii>Дата
обращения: 30.03.2018

49. ЧС природного техногенного и социального характера и защита от
них / учебник под ред. Михайлова Л.А. Питер, 2008

50. Р 2.2.2006-05 «Руководство, по гигиенической оценке, факторов
рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условия
труда».

51. Нормы пожарной безопасности НПБ 105-03 "Определение
категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и
пожарной опасности" (утв. приказом МЧС РФ от 18 июня 2003 г. N 314).

Приложение А

(справочное)

WELL DESIGN, CEMENTING TECHNIQUES AND WELL WORK-OVER

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Владимиров Александр Викторович		

Руководитель ВКР «Совершенствование техники и технологии заканчивания скважин (зарубежный опыт)»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев А. В.	к.т.н.		

Консультант-лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Болсуновская Л.М.	к.ф.н		

Well design

Conditions to consider while designing wells include: sub surface conditions to be encountered, equipment to be used, material performance and the recognition of drilling practices needed to ensure performance. Design steps necessary to drill a deep well safely include:

- Taking geological and reservoir engineering advice on likely sub surface rock and fluid properties;
- Determining depths for casing and well completion;
- Selecting casing diameters, thicknesses, cementing materials and cementing programs;
- Deciding on drilling fluids, drill string assemblies and well heads;
- Nominating necessary equipment, tools, materials, support facilities and site requirements.

Particular geological information required for well design include:

- Rock type or formation, and the location of any specific stratigraphic marker beds;
- Compressive strengths and the degree of consolidation;
- Faulting, fracturing and gross permeability;
- Effects of drilling activities on formation like swelling of water sensitive clays.

The depth of all casings and liners are chosen to ensure safety and to safely contain well conditions from surface operations.

Casing design

The design of casings should include the effects of pressure and temperature changes that may occur at any time or depth during drilling or operation of the well. For each of the stress regimes, calculations should be done to establish that there is an adequate margin of strength in the casing string at all depths. Casing specifications should be selected or well conditions restricted to ensure that the minimum design factors are met. Information needed for the casing design include:

mud weights, formation pressures, fracture gradients, casing seats, casing sizes, directional plans, cement program, temperature profiles and produced fluid chemical composition. Casing strings that are normally run include:

Conductor pipe: Run from the surface to shallow depths to protect near surface unconsolidated formations, seal off shallow water zones, provide protection against shallow gas flows and protect the foundation platform.

Surface casing: Run to prevent caving in of weak formations that are encountered at shallow depths. It should be set in competent rock. It provides protection against shallow blow outs and should be deep enough to support the BOP for drilling to the anchor casing shoe depth. This casing is used to case off poorly consolidated soil and loose material.

Anchor casing: Set in a transition zone, below or above an over pressurized zone to seal off a severe loss zone and protect against problematic formations. This casing protects surface aquifers against contamination during drilling and acts as a second pressure barrier during the life of the well. This casing supports the BOP and later the final production well head. Casing should be deep enough to allow for the well to be killed while drilling to the production casing depth.

Production casing: Run to isolate producing zones and provide reservoir fluid control. The casing is chosen on the basis of the expected depth and the temperatures of fluids to be included and isolated. It conveys steam and water to the surface.

Liner casing: string of casing that does not run to the surface but hangs inside the production casing. Can be slotted or perforated to allow reservoir fluid to flow into the well. Types of liners include: drilling liners, production liners, tie back liner, scab liner, scab tie back liner.

Casing diameter selection

The inside diameter of the casing should be selected to accommodate:

- a) Downhole equipment, liners and test gear required to complete the well;
- b) Drilling tools and fluids to drill the remainder of the well to completion;
- c) Sufficient annular clearances to run and cement concentric casing strings;

- d) Use of casing sizes which are standard and readily available on the market;
- e) The geothermal fluid that flows to the surface during testing and production.

Note: While drilling the next whole section, it should be possible to achieve acceptable flow velocities inside the casings without high pressure losses. Drift diameters should be larger than the outside diameters of any tools and other equipment to be run through the casings. Casing pipe diameters are selected from API SPEC 5CT which specifies:

1. Process of manufacture;
2. Chemical composition;
3. Mechanical properties;
4. Testing procedures;
5. Dimensions, weights and lengths;
6. Threading and coupling;
7. Inspection;
8. Markings.

Casing depth selection

The depth of production casing is determined by the depth at which fluids from the colder formations need to be isolated from entering the hole. One of the main determinants is the minimum depth for safety reasons. Government regulations at times specify minimum casing depth.

Cement slurry design

Casings are cemented the full length to the surface to minimize casing expansion, especially during production. Slurry design depends on well information from logs and drilling operations such as:

1. Temperature measurements. They provide valuable information for cementing such as in the determination of hole temperature, the location of aquifers and loss zones, the cross flow between aquifers, and locating the top of the cement. Both the bottom hole circulating temperature (BHCT) and bottom hole static

temperature (BHST) should be determined. The temperature measured should be similar to conditions at the time of cementing.

2. Caliper log. Measures well diameter; usually with 4 arms to investigate cavities, the amount of cement needed for cementing, and used in order to determine the location of packers.

3. Cement bond logs. Done after cementing to determine the top of the cement, cement quality, and bonding of the cement to the casing and hole wall. The design of cement slurry for a geothermal well considers a careful choice of cements, retarders, fluid loss additives, dispersants, silica flour, extenders, bentonite, mica flakes, friction reducer, calcium chloride, defoamers and mix water. Slurry should also be correctly placed in the annulus. Mainly Portland cement is used in the Menangai area. Slurry properties considered before cementing include:

1. Slurry density (SG);
2. Slurry yield (m^3/mT);
3. Thickening time at bottom hole circulating temperature and bottom hole static temperature;
4. Fluid loss (mL);
5. Free water composition (%);
6. Test pressure;
7. Compressive strength (MPa); and
8. Filtration.

The slurry properties should be adequately tested in the laboratory to ensure the slurry meets stated conditions. The cement slurry should be monitored and measured during cementing to ensure that the concentrations of solids and additives are maintained as close as possible to design values. Use of high strength microspheres (HSM) is used to make low specific gravity slurries that can withstand high pressures. These slurries maintain low density at high pressures and still develop high compressive strength over a broad temperature range. There are new slurry techniques to improve the quality of slurry such as:

- Fibre reinforced cement slurry - Fibre improves cement toughness as a result of improved interfacial shear strength between the hydrated cement and fibre. Fibre reinforced cements are able to withstand higher tensile stresses than conventional cements and increases tensile strength and strain capacity, flexural and shear strength, ductility, toughness and resistance to cracking induced by thermal effects, shrinkage or other causes.

- Hollow microsphere slurry – Has a low specific gravity and can withstand high pressures. This allows for the use of cement designs that can maintain low density at high pressures and still develop relatively high compressive strength over a broad temperature range.

- Foamed cement slurry – Mixture of cement slurry with foaming agents and gas, usually nitrogen which is injected at high pressure into the base slurry and incorporates a foaming agent and foam stabilizer. The small, fine foam bubbles promote stronger cement walls around the bubbles and promote the setting of cement with increased integrity. The process creates stable lightweight slurry with low permeability and relatively high compressive strength.

Cement placement methods

1 Single stage cementing

Single stage cementing is the most common cementing operation used in geothermal drilling. The procedure, as shown in Figure 1, involves:

- Casing string with all the required cementing accessories such as float collar, guide/float shoe and centralizers are lowered in the well, with a few metres of rat hole left at the bottom.

- Cementing head is connected at the top of the casing. Cement plugs should be correctly placed in the cementing head.

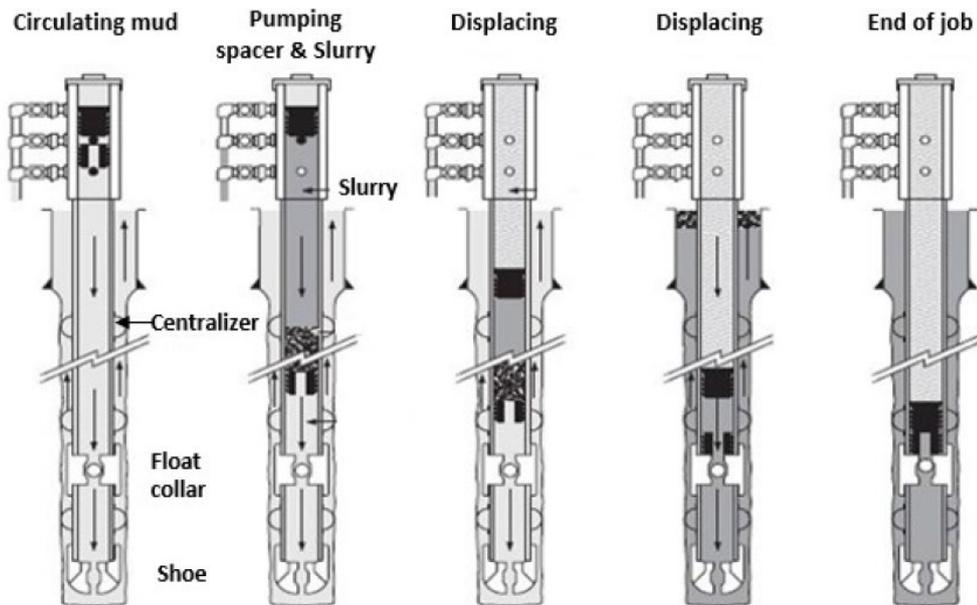


Figure 1 – Single stage cementing procedure

The casing is circulated clean before cementing and thoroughly cooled.

- Bottom plug is released to wipe the casing clean and to form a barrier between the spacer and the drilling fluid in the casing, followed by a spacer and then cement slurry. When the bottom plug reaches the float collar, the diaphragm ruptures, allowing the spacer and slurry to flow through the plug, around the shoe, and then up the annulus.
- The top plug is released and displacing fluid is pumped. When the plug reaches the float collar, it lands on the bottom plug and stops the displacement process.

2 Inner string (Stinger) cementing

Inner string cementing allows large diameter casing to be cemented through the drill pipe or tubing that is inserted and sealed in floating equipment. Inner string cementing requires the installation of a stab in the casing string. A float collar with a sealing sleeve is usually installed two joints from the bottom of the casing string. Casing is run into the well the normal way; then the inner string is run with a sealing adapter made up on the lower end and stabbed into the floating equipment to provide sealing/bore receptacle for the inner string sealing adapter. After stabbing in, water

is circulated around the system to ensure that the stinger and annulus are clear of any debris and to cool down the well. This is followed by a spacer before slurry is pumped. The inner string cementing set up is shown in Figure 2.

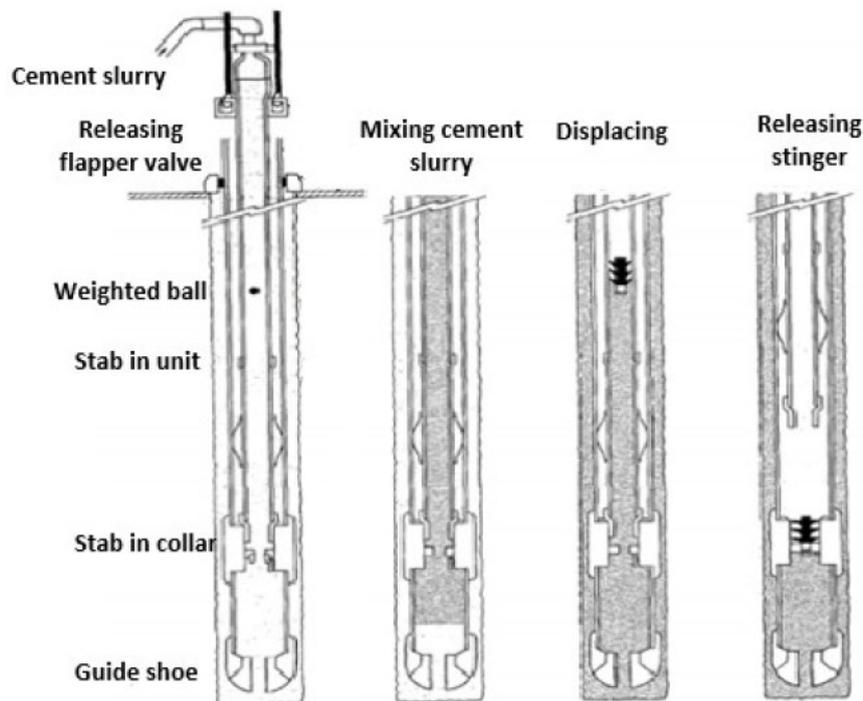


Figure 2 – Inner string cementing and reverse cementing

Displacement of the slurry can be done with or without a plug. Inner string cementing has these advantages:

1. Reduces the risk of cement slurry setting within the casing since cement reaches the annulus much faster than in conventional cementing methods;
2. Does not require large diameter cementing plugs;
3. Reduces cement contamination;
4. Reduces the amount of cement that has to be drilled out of large diameter casing;
5. Decreases cementing displacement time; and
6. Allows cement slurry to be pumped until returns are obtained on the surface.

3 Reverse circulation cementing

Reverse circulation cementing is mainly used in well bores where loss of circulation is encountered.

Slurry is pumped down the annulus, displacing the drilling fluid back up through the casing. The float equipment, differential fill up equipment and well head equipment must be modified. Reverse circulation can provide the following advantages:

1. Reduces hydraulic horse power of cement slurry pumping equipment since gravitational flow works in favour of the slurry flow;
2. Reduces the fluid pressure (Equivalent circulating density-ECD). ECD is calculated at the shoe by combining the effects of hydrostatic pressure and frictional fluid induced pressures in the casing. This is because the heavier and more viscous cement slurry is not circulated back to the surface through the casing;
3. Enables shorter slurry thickening time since little or no retarders are used;
4. Takes a shorter time to execute since no displacement is required.

The main disadvantage of this method is that it is hard to ensure good cementing at the shoe. Reverse cementing is shown in Figure 3.

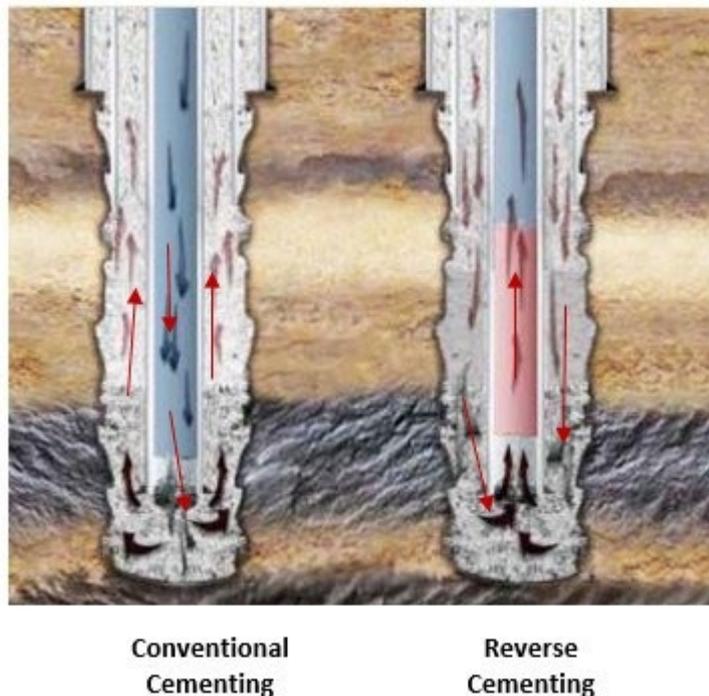


Figure 3 – Reverse cementing

Two stage cementing makes use of a stage cementing collar in addition to the conventional cementing equipment (guide shoe and float). The procedure for conducting a two stage cementing operation is shown by Nelson.

Cementing the First stage

Mixing and pumping of spacers and slurries during the first stage is similar to a single stage operation. After slurry mixing, the first stage plug is dropped and displaced until a positive indication of its landing in the float occurs. Some operators, when cementing production casings, displace the first stage using two fluids, leaving the casing below the stage collar filled with completion fluid and the upper casing filled with drilling mud. This mud is subsequently used to circulate the hole through the stage collar ports. Some types of stage collars allow the use of first stage wiper plugs.

Cementing Second stage

After the first stage is completed, the opening bomb is dropped and allowed to fall via gravity to the lower seat in the stage collar. Once the bomb is seated, pressure is applied until the retaining pins are sheared, forcing the lower sleeve to move downwards and uncover the ports. Usually a pressure of 1200 to 1500 psi will shear the retaining pins. A sudden drop in surface pressure indicates the opening of the ports. Once the ports of the stage collar have been opened, the well must be circulated until the mud is conditioned for the second stage. For cementing the second stage, spacers and slurries are mixed as in any single stage job. The closing plug is dropped after slurry mixing and is displaced to its seat in the stage collar. After the plug has seated, a minimum of 1500 psi above the second stage displacing pressure is required to close the stage-collar ports. Pressure is released from the casing after the ports are closed. Most second stages of two stage jobs are performed using low density filler slurries to allow circulation to the surface. Tail slurries are rarely used even if an open hole section is to be cemented.

For the protection of the weakest part of the casing string, the stage collar is improved by increasing the density of the last portion of the cement slurry. Two stage cementing is shown in Figure 4.

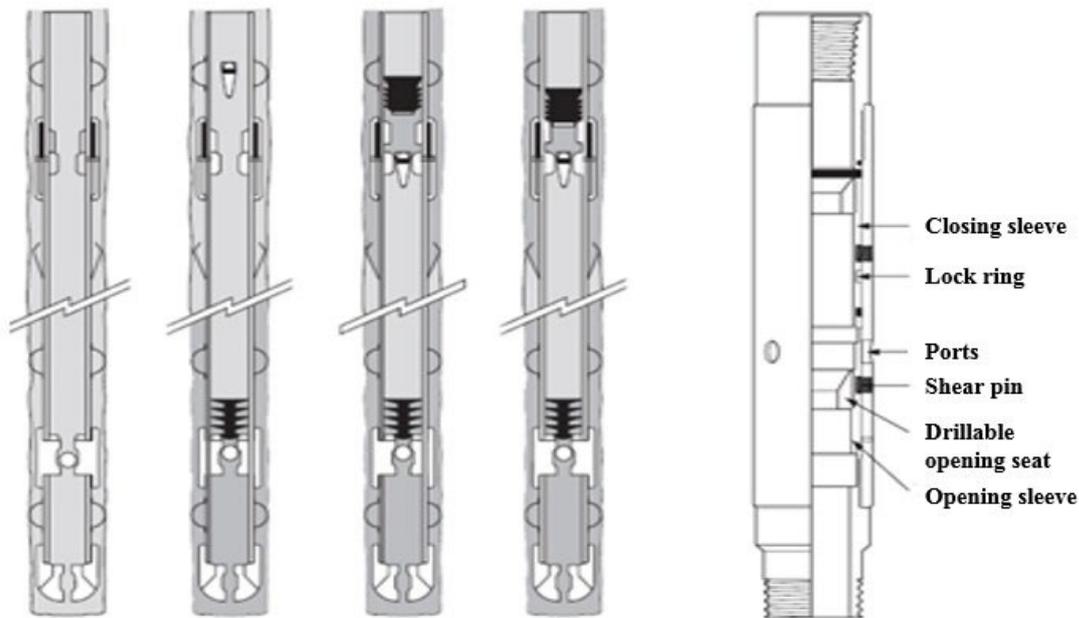


Figure 4 – Two stage cementing procedure

References

1. Atlas Copco, 2011: The predator drilling system. Atlas Copco Oil and Gas Rigs, website: www.atlascopco.com/images/ac_predator_brochure_lores_tcm45-3526711.pdf.
2. Bett, E.K., 2010: Geothermal well cementing, materials and placement techniques. Report 10 in: Geothermal Training in Iceland 2010. UNU-GTP, Iceland, 99-130.
3. Bomco, 2011: Bomco VFD AC rig 2000HP. World Oil and Gas Central, website: www.worldoils.com/marketplace/equipdetails.php?id=668.
4. Elders, A., and Fridleifsson, G.Ó, 2010: The science program of the Iceland Deep Drilling Project (IDDP): Study of supercritical geothermal resources. Proceedings of the World Geothermal Congress 2010, Bali Indonesia, 9 pp.
5. Njue, L., 2013: Borehole geology of Menengai well MW-02. GDC, Kenya, unpublished report.
6. Southon, J.N.A., 2005: Geothermal well design, construction and failures. Proceedings of the World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 6 pp.

8. Stefánsson, V., and Steingrímsson, B., 1980: Production characteristics of wells tapping two-phase reservoirs at Krafla and Námafjall. Proceedings of the 6th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, CA, 49-59.
9. Steingrímsson, B., 2014: Geothermal well logging, cement bond logs and caliper logs, UNU-GTP Iceland, unpublished lecture notes.
10. Thórhallsson, S., Pálsson, B., Hólmgeirsson, S., Ingason, K., Matthíasson, M., Bóason, H.A., Sverrisson, H., 2010: Well design and drilling plans of the Iceland deep drilling project (IDDP). Proceedings of the World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 8 pp.