

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
Сравнительный анализ технических средств для проводки наклонно-направленных скважин в Западной Сибири

УДК 622.243.92.05:622.243.23

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Гумнов Иван Дмитриевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Ю.С.	к.ф.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

По разделу, выполненному на иностранном языке

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Стрельникова А.Б.	к.ф.н.		

ДОПУСТИЛ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2018 г.

Запланированные результаты обучения по основной образовательной программе

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 <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>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 (специальность): «Нефтегазовое дело»
(«Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»)
Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме магистерской диссертации

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2БМ6Д	Гумнову Ивану Дмитриевичу

Тема Работы:

Сравнительный анализ технических средств для проводки наклонно-направленных скважин в Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер):	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Макашева Ю.С.
Социальная ответственность	Задорожная Т.А.
Разделы, выполненные на иностранном языке	Стрельникова А.Б.
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Development of technical equipment for drilling directional wells	

Дата выдачи задания на выполнение магистерской диссертации по линейному графику	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Гумнов Иван Дмитриевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Гумнову Ивану Дмитриевичу

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материально-технических, энергетических, финансовых и человеческих ресурсов научного исследования при разработке шароструйно-эжекторного бурового снаряда</i>
<i>2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016 №55-ФЗ</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>SWOT-анализ проекта</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научно-исследовательских работ</i>	<i>Расчет: - времени на спуско-подъемные операции до модернизации и после модернизации; - фонда заработной платы при бурении с применением ШЭБС; - амортизации оборудования с применением ШЭБС и PDC; - экономического эффекта от применения технологии ШЭБС.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<p><i>Таблицы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>SWOT-анализ</i> - <i>Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений;</i> - <i>Расчет фонда заработной платы персонала;</i> - <i>Риски и меры по ограничению их последствий</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна	к.ф.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Гумнов Иван Дмитриевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Гумнову Ивану Дмитриевичу

Институт	ИШПР	Кафедра	Нефтегазовое дело
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	<p>Объект исследования технические средства для наклонно направленного бурения.</p> <p>Предмет исследования сравнительный анализ технических средств для бурения наклонно направленных скважин.</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.</p> <p>1.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования на предприятии.</p> <p>1.3 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.</p>	<p>Анализ выявленных опасных и вредных факторов на буровой установке (действие факторов на организм человека, приведение допустимых норм с ссылками на нормативные документы, меры предосторожности):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; 3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
---	--

	<p>4. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;</p> <p>5. Повышенный уровень шума на рабочем месте;</p> <p>6. Повышенный уровень вибрации;</p> <p>7. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.</p>
<p>2. Экологическая безопасность</p> <p>2.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду.</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.</p>	<p>Анализ природной среды, подвергающейся воздействию от работы буровой установки:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Земля и земельные ресурсы. 2. Лес и лесные ресурсы. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. Лесные пожары. Оставление недорубов, захламление лесосек. 3. Вода и водные ресурсы. <p>Загрязнение производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды).</p> <p>Загрязнение бытовыми стоками.</p> <ol style="list-style-type: none"> 4. Недра. 5. Животный мир. <p>Оценка предполагаемого вредного воздействия.</p> <p>Природоохранные мероприятия.</p>

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p>	<p>1. Перечень наиболее опасных производственных чрезвычайных ситуаций в нефтегазовом комплексе:</p> <p>а. Пожары;</p> <p>б. Открытые фонтаны;</p> <p>3. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</p> <p>4. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>4.1. Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства</p> <p>4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.</p>	<p>Права и обязанности Работника в сфере бурения нефтяных и газовых скважин (трудовые нормы, поощрения, меры безопасности на объекте, запреты и др.)</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	Гумнов Иван Дмитриевич		

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»)

Уровень образования: магистратура

Кафедра бурения скважин

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы: магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения магистерской диссертации**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
...
...

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 124 с., 33 рис., 25 табл., 20 литературных источников, 1 прил.

Ключевые слова: Наклонно-направленное бурение, Винтовой забойный двигатель, роторная управляемая система

Объектом исследования являются технические средства для наклонно-направленного бурения

Цель работы – произвести сравнительный анализ роторных управляемых систем и винтовых забойных двигателей и выбрать наиболее подходящий для бурения в условиях Западной Сибири.

В первой части магистерской диссертации рассматривалась история возникновения и развития наклонно-направленного бурения, описание и принцип работы технических средств.

Выбор какого-либо винтового забойного двигателя или роторной управляемой системы для бурения скважин зависит от многих факторов, определенного метода подбора технического средства за управлением и корректировкой траектории на данный момент не существует. Во втором разделе дипломной работы описаны факторы, которые выявляют преимущества и недостатки.

Оглавление

Введение	2
1. Литературный обзор	3
1.1. История возникновения наклонно-направленного бурения	3
1.2. Классификация видов и способов бурения наклонно-направленных скважин	7
1.3. Технические средства контроля за процессом искривления	14
1.4. Технические средства для наклонно-направленного бурения.....	21
1.4.1. Закрытый клин, спускаемый на колонне бурильных труб.....	24
1.4.2. Закрытый клин, спускаемый на колонне направляющих труб.....	26
1.4.3. Открытый неизвлекаемый клин.....	26
1.4.4. Открытый извлекаемый клин.....	28
1.4.5. Кривой переводник	29
1.4.6. Гидравлические забойные двигатели	30
1.4.7. Шпиндельный отклонитель.....	33
1.4.8. Винтовой забойный двигатель.....	34
1.4.9. Роторная управляемая система	45
2. Аналитическая часть	53
3 Прикладная часть.....	60
3.1. Геологическая часть.....	60
3.2. Конструкция скважины.	64
3.3. Выбор оборудования для проводки скважины.....	65
3.4. Экономический эффект	69
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	70
5 Социальная ответственность.....	84
Приложение II.....	107
Список использованных источников.....	120

Введение

В современной нефтегазовой отрасли буровые сервисные компании (БСК) все больше интереса уделяют развитию техники и технологии бурения наклонно направленных скважин. Потребность в быстрейшем развитии экономики нашего государства ставит перед работниками нефтяной индустрии задачу – это улучшение качества и повышение эффективности бурения. Такая задача содержит в себе как количественный рост, то есть повышение скоростных показателей бурения, так же увеличение качества самих буровых работ. Один из важнейших факторов повышения качества – проведения наклонно направленных и горизонтальных скважин строго по проекту.

На сегодняшний день в мире извлечение углеводородного сырья вертикальными скважинами не так эффективно. Так для сохранения на былом уровне объёмов добычи и повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений является наклонно-направленный или горизонтальный метод бурения скважин. С экономической стороны данный метод является наиболее эффективным из-за сокращения сроков строительства, точности входа в продуктивный пласт и повышения эффективности извлечения углеводородного сырья. Одной из основных причин применения и развития ориентированных компоновок низа бурильных колонн является вовлечение в производство все более глубоко залегающих месторождений, при этом находящимся в сложно горно-геологических условиях.

Целью выпускной квалификационной работы является изучение и анализ технических средств для проводки наклонно-направленных скважин, их закономерное развитие и применение в условиях Западной Сибири.

1. Литературный обзор

1.1. История возникновения наклонно-направленного бурения

Начальным этапом развития искусственного искривления скважин произошло в 1912 году. На юге Африки при бурении алмазных скважин понадобилось изменить положение оси скважины. Для этой операции было применено устройство, названное «буровой клин», а операция получила свое название – искусственное искривление скважины (ИИС). «Буровой клин» представляет собой перевернутый клин, поверхность которого имеет вогнутую форму с внутренней стороны, а для предотвращения вращения во время бурения нижняя часть имеет заостренную форму. Принцип работы заключался в том, что бурильная колонна при спуске на забой вынуждена отклониться от оси скважины из-за созданного бокового поперечного усилия на неё [1].

В первой половине XX в. на морском дне в Биби-Эйбатской бухте было обнаружено крупное нефтяное месторождение. Инженером П.Н. Потоцким было предложено начать разработку нефтяного месторождения, находящегося на дне Каспия, путем бурения скважин наклонно-направленным способом с засыпанных участков бухты. Но данная идея на тот момент не могла реализоваться из-за сложности проводки наклонно-направленных скважин путем ударного бурения, так как данная технология была чрезвычайно трудна [2,3].

Технология бурения развивалась, и с появлением роторного бурения нефтегазовых скважин, вопрос проводки наклонных скважин начал решаться с 30-х годов прошлого века.

Бурение скважин с искусственным искривлением ствола было впервые выполнено на грозненском промысле в 30-х годах, где освоение и разведка скважинами, пробуренными вертикальными методами, столкнулись с непреодолимыми проблемами: сильное естественное искривление, повлекшее к обвалам в таких зонах, ограниченностью разрабатываемых пластов и

сложностью попадания в них. Ориентированное искривление впервые было применено с помощью уипстока с универсальным шарниром в Старогрозненском районе. Но из-за отсутствия опыта у буровых работников и аварии с уипстоком, данная попытка провалилась, и ствол скважины не получилось искривить по заданной траектории. В 1935 году была пробурена наклонная скважина со смещением более 500 метров, глубиной 1800 метров и зенитным углом 32° . Такая скважина сыграла важную роль в освоении и эксплуатации наклонно-направленных скважин. В последующем при помощи уипстока было пробурено множество наклонно-направленных скважин, но для получения требуемых параметров искривления необходимо было часто спускать уипсток, из-за чего скорость проходки составляла 140-200 м/мес [4].

В 1939г. была удачно пробурена первая в мире направленно-искривленная скважина с применением турбобура при помощи кривой трубы для ухода в сторону. При каждом спуске турбины интенсивность искривления составляла $1,5-3^\circ$. Такой способ бурения был предложен советским учёным, специалистом в области разработки нефтяных месторождений, организатором нефтедобывающих предприятий, инженер-нефтяником М.А. Гейманом [5]. Но из-за несовершенства турбобура, у данного метода существовали недостатки, при этом из-за неустойчивых пород происходили обвалы и выхолаживания ствола скважины.

Начиная с 1941г., после усовершенствования турбинного редуктора, турбинный метод бурения стал широко применяться для проводки наклонных скважин, как на морских площадках, так и на суше. В дальнейшем научно-исследовательские институты (НИИ) стали совершенствовать турбобур. После ряда проведенных испытаний, было выявлено, что самым эффективным оказался – турбобур с эксцентричным ниппелем, он помог достичь интенсивность искривления $1,5^\circ/10$ м и достижением увеличения зенитного угла скважины до 50° . Опыт применения такого типа турбобура дал возможность контроля над угловыми параметрами, позволил уточнить

компоновку низа бурильной колонны и выбор типа породоразрушающего инструмента [6,7].

С 50-х годов прошлого века в США при колонковом бурении применяли стационарный съемный клин, отклоняющий клин, а так же различные конструкции гироскопических, электрических и фотоинклинометров.

Благодаря вкладу в развитие теории направленного бурения американских специалистов: Дж. Каммингу, Г., Вудсу, Д. Brentли, А. Лубинскому [8], такие разработки дали толчок развитию СССР в сфере наклонно-направленного бурения. Стали появляться квалифицированные специалисты по технике разведки. Их готовили в Томском политехническом, Иркутском горно-металлургическом, Свердловском и Ленинградском горных и Московском геологоразведочном институтах.

Следующий период в развитии направленного бурения относится к осуществлению важнейших мероприятий развития техники и технологии разведочного бурения, такие как: удлинение и уменьшение диаметра геологоразведочных скважин, введение бурового оборудования и буровых станков нового поколения, характеристики которых соответствуют требованиям, для успешной реализации новых технологий. В этом развитии в СССР активно принимали участие: лаборатория направленного бурения ВНИИБТ, отраслевые институты ЗапСибНИПИнефть, СевКазНИПИнефть и другие. С их помощью были созданы комплексы технических средств и технологии искусственного искривления для различных технических и горно-геологических условий бурения, предложены способы, методики и технологии многоствольного бурения и контроль за естественным искривлением ствола скважины.

В середине 1950-х годов в бывшем СССР начали буриться скважины с горизонтальным окончанием, а в 70-х годах за рубежом. За небольшой период

времени были спроектированы, прошли производственные испытания и появились на рынке новые телеметрические системы, долота, забойные двигатели и другое оборудование, которое позволило достичь высоких технических и экономических показателей при бурении.

В этот период активно велись работы по созданию опытных образцов винтовых забойных двигателей. Таким образом, создали двигатель, применяемый при наклонно-направленном бурении и как техническое средство для привода низкооборотных долот, взамен турбобуру. В первые годы ВЗД использовался для выполнения узконаправленных работ, таких как: бурение в интервалах набора кривизны и корректировка направления ствола. В последующем в 80-90 гг., из-за резкого развития и получения положительного опыта использования винтовых забойных двигателей при наклонно-направленном бурении, специальных и ремонтно-восстановительных работах многие фирмы начали специализироваться на выпуске ВЗД различного назначения. Стал наблюдаться высокий рост использования ВЗД при бурении скважин с искусственным искривлением [6].

Колоссальное развитие техники и технологии наклонно-направленного бурения приобрело в конце 1990-х годов при освоении методов вертикально горизонтальных скважин. При данном методе начали использоваться и развиваться забойные телеметрические системы (ЗТС), применение которых сопровождалось использованием датчиков дистанционного контроля положения забоя и управление за траекторией скважины. Эти датчики представляли собой электронные средства: гироскоп, акселерометр или магнитометры, а для получения параметров и последующего дистанционного контроля использовалась система связи, такая как: электромагнитная, гидравлическая, кабельная [9].

Для того чтобы изменить траекторию скважины, совместно с ЗТС используются винтовые забойные двигатели (ВЗД), роторные управляемые системы (РУС).

В современном мире стали широко применяться роторные управляемые системы, внедрение которых началось в середине 1990-х годов. Использовались данные автоматизированные системы на скважинах с большим отклонением от устья, которые обеспечивали возможность решения задач и являлись дорогостоящим вложением. Существующие компоновки с забойными двигателями не обеспечивали такую возможность. Преимуществами такого оборудования является непрерывность вращения всей бурильной колонны и реагирование для изменения траектории без какой-либо задержки [10]. Рекордной является скважина, пробуренная компанией НК «Роснефть» на Сахалине [11]. При глубине скважины по стволу 13500 метров смещение её забоя составило 12033м. На данный момент такое оборудование получило широкое распространение из-за возможности точного контроля за параметрами.

1.2 Классификация видов и способов бурения наклонно-направленных скважин

Общеизвестно, что при бурении любая скважина в большей или меньшей степени имеет отклонение от изначально заданной траектории. Такое изменение траектории называется – искривление. Существует два вида искривления скважины.

Первым, является естественное искривление траектории скважины. Основными факторами являются: различная твердость в разных направлениях, механические свойства и анизотропия горных пород, конструктивными особенностями состава неориентированной компоновки низа бурильной колонны (КНБК), а так же технологическими режимами и способами бурения, которые в основном определяются числом оборотов породоразрушающего инструмента (ПРИ) и осевой нагрузке на забой.

Проведя подробный анализ указанного способа бурения, можно понять, как данные факторы влияют на величину искривления скважины и как можно с ними бороться. Отклонение вертикальных скважин от проектного профиля

происходят из-за отсутствия соосности «фонаря» вышки, проходного отверстия ротора и оси скважины. Такая причина является субъективной и её легко устранить, для этого необходимо отцентровать буровую установку (БУ), включить в состав КНБК утяжеленную буровую трубу (УБТ) или исключить не прямолинейности ведущей буровой трубы (ВБТ). Объективные причины естественного искривления скважин можно разделить на три категории: технологические, геологические и технические. Полностью исключить самопроизвольное отклонение траектории не возможно из-за влияния геологических причин, потому что они присутствует по всей глубине.

При вращательном бурении существует несколько причин влияющие на процесс искривления скважины. Первой, является угол между компоновкой низа бурильной колонны и осью скважины, возникающий из-за изгиба буровой компоновки. Такая деформация приводит к появлению отклоняющего усилия на породоразрушающем инструменте вследствие неравномерной нагрузки на него. Второй причиной считается тип перемещения деформированной компоновки в скважине. При неизменном значении угла несогласия между осью скважины и компоновкой, наибольшая интенсивность искривления скважины возникает из-за вращения компоновки вокруг своей изогнутой оси. И третья причина заключается в формировании ствола скважины при процессе разрушения горной породы, а именно соотношением углубления забоя под действием осевых сил и скорости фрезерования стенок скважины под воздействием отклоняющих усилий.

При исследовании данного вопроса, было выявлено, что для борьбы с этими факторами, влияющими на профиль скважины, необходимо: правильно подбирать КНБК, а именно применять жесткие, маятниковые КНБК. Особо обращать внимание на подбор оптимальных режимов бурения: при бурении в твердых породах уменьшать осевую нагрузку на долото и уменьшение частоты вращения БК. В интервалах залегания мягких нецементированных пород необходимо увеличить механическую скорость проходки (МСП). Если породы

склонны к размыву, то следует уменьшить расход буровой промывочной жидкости (БПЖ).

Недостаток контроля и мероприятий, направленных на снижение естественного искривления скважины приводит к осложнениям на всех этапах строительства. В таких скважинах возможны преждевременный износ и поломки БИ и элементов КНБК, вызванных повышенного контакта со стенками скважин и сильных перегибов ствола. Спуск обсадных колонн не всегда представляется возможным по аналогичным причинам. И дальнейшая эксплуатация таких скважин затрудняется или вовсе может быть не рентабельной по причине возможных ошибок в расчетах спуска эксплуатационной колонны (ЭК).

Вторым способом изменения траектории скважины – это искусственное искривление, с применением специальных технических средств и технологических приемов, направленных на вывод скважины в заданную точку, при этом искривление подвергается управлению и контролю. Данный метод является основным средством достижения конечного забоя – предварительно заданной точкой (центром круга допуска), это и есть главная цель направленного бурения.

Один из значимых моментов при выборе данного способа искривления – это необходимость правильного выбора профиля скважины. Критерии выбора профиля скважины должны соответствовать ряду причин, при которых затраты на время строительства и средства будут минимальны, а какие-либо осложнения, аварии и проблемы с дальнейшей эксплуатацией будут стремиться к нулю. Так же не стоит забывать, что какой-либо тип выбирается с учетом: требований бурения; физико-механических свойств горной породы; закономерностей искривления при использовании определенных компоновок низа бурильной колонны; технических средств и способов дальнейшей эксплуатации скважины.

Профили скважин в настоящее время разделяют на пять типов, которые отвечают на геологические и технические требования бурения и эксплуатации скважин:

1. Наклонно-направленные:
 - a. Двухинтервальный;
 - b. Трехинтервальный;
 - c. Четырехинтервальный.
2. Пологие;
3. Радиальные;
4. Горизонтальные;
5. Многозабойные.

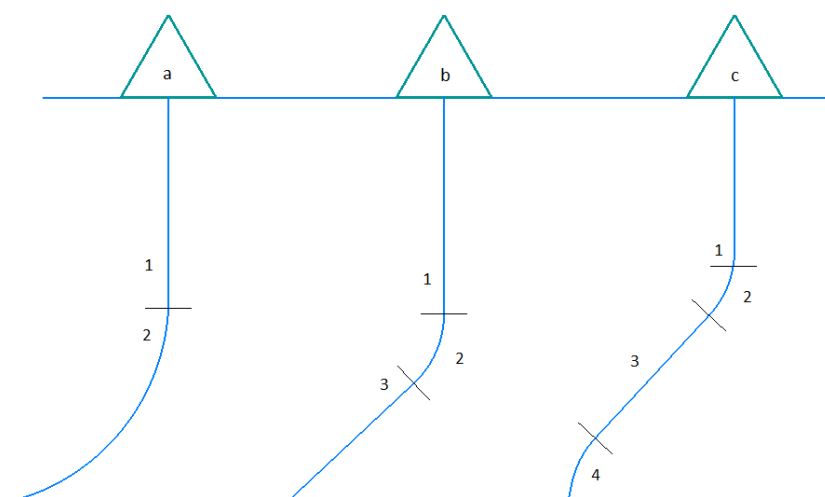


Рисунок 1 – Наклонно-направленный профиль:

a – двухинтервальный; b – трехинтервальный; c – четырехинтервальный (1 - вертикальный участок, 2 - участок набора, 3 - участок стабилизации, 4 - участок снижения)

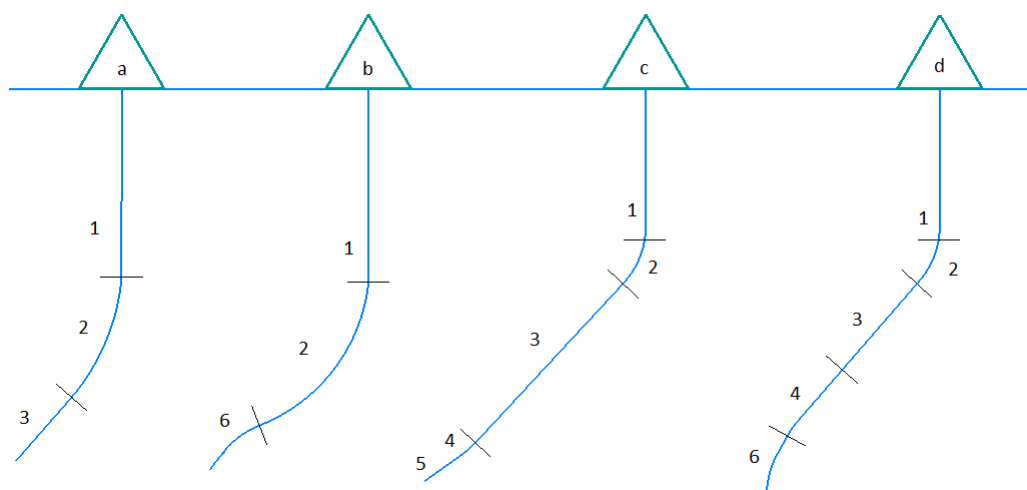


Рисунок 2 – Пологий профиль:

а – с участком стабилизации; б – с участком малоинтенсивного уменьшения зенитного угла; в – с участком добора параметров кривизны и их стабилизации; д – с участком добора параметров кривизны и их малоинтенсивного уменьшения. (1 – вертикальный участок; 2 – участок набора параметров кривизны; 3 – участок стабилизации; 4 – участок добора параметров кривизны; 5 – участок стабилизации зенитного угла; 6 – участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла).

Рисунок 3 – Радиальный профиль:

а – с участком набора параметров кривизны ниже зоны глубинно насосного оборудования; б – с участком набора параметров кривизны в кондукторе. (1 – вертикальный участок; 2 – участок набора параметров кривизны; 3 – участок малоинтенсивного увеличения зенитного угла)

Рисунок 4 – Горизонтальный профиль:

а – с участком набора до горизонтального участка; б – с участком набора и стабилизации параметров кривизны в кондукторе; с – с участком набора и стабилизации параметров кривизны ниже зону глубинно насосного оборудования. (1 – вертикальный участок; 2 – участок набора параметров кривизны; 3 – участок стабилизации; 4 – участок добора параметров кривизны; 5 – горизонтальный участок)

Рисунок 5 – Многозабойный профиль:

а – МЗС с горизонтальными и пологими стволами; б - МЗС с волнообразными дополнительными стволами; с – МЗС радиально-горизонтальные.

Чтобы определить, какой профиль необходим, необходимо проанализировать ранее пробуренные скважины на данном месторождении, где предполагается продолжить разработку продуктивного пласта. Для этого проводится оценка закономерности естественного искривления на определённых интервалах скважины и выявляется интенсивность изменения зенита и азимута. Далее выбирается проектный азимут, проектное смещение (отход) и глубина скважины по вертикали согласно плану очередности разбуривания куста (если предполагается кустовое бурение). В определенных случаях набор параметров кривизны в верхних интервалах бурения не представляется возможным, по причине возможного риска пересечения стволов. После рассчитывается компоновка низа бурильной колонны (КНБК), которая обеспечивает требуемую интенсивность искусственного искривления. Рассчитывается профиль, т.е. определяются: максимально необходимые значения углов в интервале набора параметров кривизны; глубины и длины интервалов. Производятся инженерные расчеты и строятся проекции на горизонтальную и вертикальную плоскость.

Для отклонения скважины в заданном направлении применяются технические средства, позволяющие контролировать и корректировать процесс углубления скважины. Они классифицируются на отклонители разового и непрерывного действия.

Отклоняющие устройства предназначены для создания отклоняющего усилия на долоте или наклона его оси с целью искусственного искривления ствола скважины. Они позволяют минимизировать или исключить влияние практически всех разнонаправленных факторов, присущих естественному искривлению.

Механизмы используют два вида отклоняющих усилий: при помощи изменения направления усилия подачи и с помощью изменения формы рабочего устройства. Реже применяется отклоняющие механизмы с использованием смещения силы тяжести относительно оси.

Интенсивность искривления профиля скважины зависит от геометрических параметров элементов компоновки, места установки угла перекоса, диаметра открытого ствола. В России используется оборудование с одним кривым переводником. Только в некоторых случаях, таких как забурировании нового ствола применяется более одного искривленного переводника.

Проанализировав накопленный опыт и результаты исследований направленного бурения, возможно сделать вывод, что корректировать и изменять траекторию легче и целесообразней при помощи оборудования, находящегося непосредственно на буровом рабочем органе.

1.3 Технические средства контроля за процессом искривления

При направленном бурении необходимо знать место расположения забоя и точек оси ствола скважины, по мере углубления, измеряя зенитный и азимутальный углы на заданной глубине.

Зенитный угол – это угол между осью скважины или касательной к ней и вертикалью.

Азимут – это угол между направлением на север и горизонтальной проекцией касательной к оси скважины, измеряемый по часовой стрелке.

Кривизной скважины называется приращение угла искривления на определенном криволинейном участке.

Изменения азимутального и зенитного углов характеризуется интенсивностью искривления, то есть темпом отклонения скважины от ее первоначального направления. Стоит отметить, что интенсивность азимутального искривления зависит от зенита, так при малых зенитных углах изменение азимута могут достигать больших значений, что может не дать полной картины положения точки ствола скважины.

Автор учебника В.В. Нескромных [12] классифицирует датчики для измерения зенитного угла на следующие основные группы:

1. использующие принцип горизонтального уровня жидкости;
2. использующие принцип отвеса;
3. акселерометры.

А для измерения азимута скважины, автор разделяет на группы:

1. магнитная стрелка;
2. механические и оптические гироскопы;
3. магнитометр.

Инклинометры – это приборы для полного измерения положения определенной точки скважины в пространстве. Такое устройство измеряет углы наклона в диапазоне от 0 до 180°. Их можно разделить на несколько групп [19]:

1. Приборы, использующие принцип горизонтального уровня жидкости, спускаемые в скважину ориентированно. В этом случае результат одного измерения может быть получен только после извлечения прибора из скважины. Такие приборы называются апсидоскопами, которые в настоящее время чаще всего используются в керноскопах – устройствах для отбора ориентированного керна.

2. Приборы, использующие магнитное поле Земли для определения азимутального направления по магнитной стрелке и гравитационное поле Земли для определения зенитного угла по отвесу. В этом случае чаще всего положение датчиков преобразуется в электрический сигнал, число измерений в принципе не ограничено, а их результаты оперативно по электрическому кабелю поступают на пульт инклинометра на поверхность. Для оперативного контроля указанные датчики используются в упрощенных приборах для определения зенита и азимута только в одной, двух или нескольких точках.

3. Приборы, использующие для определения азимута гироскопический эффект вращающейся с высокой частотой (10–20 тыс. мин⁻¹) сосредоточенной массы – тяжелого диска-маховика. Гироскопоп – быстро вращающийся диск-маховик, ось которого имеет три степени свободы и может свободно менять своё направление в пространстве. В результате под влиянием кориолисовой силы инерции, появляющейся вследствие вращения Земли и действующей на вращающийся диск, ось последнего ориентируется в направлении географического меридиана, что служит верным ориентиром в пространстве независимо от локальных магнитных полей (например, магнитное поле железорудных месторождений или статическое магнитное поле бурильной колонны) и глобального магнитного поля Земли. Для измерения зенитного угла в гироскопических инклинометрах применяют отвес в том или ином исполнении.

4. Для измерения зенитного и азимутального углов используют инклинометры, работающие по принципу копирования траектории ствола скважины. В этом случае при перемещении такого инклинометра по стволу из точки, в которой уже определены зенит и азимут, в другую точку, в которой требуется замерить эти угловые параметры, датчик-копир инклинометра фиксирует приращение зенитного и азимутального углов по отношению к известным значениям этих углов. Таким образом, поинтервально определяются все требуемые значения параметров пространственного положения ствола скважины.

Забойные телеметрические системы (ЗТС) представляются современными техническими средствами для измерения и контроля траектории скважины. Это комплекс датчиков, фиксирующих и передающих информацию о состоянии оборудования и показателях его работы на дневную поверхность, где она обрабатывается и анализируется специальным программным обеспечением.

Принцип работы забойной телеметрической системы заключается в следующем. Поток буровой промывочной жидкости поступающей через трубное пространство приводит в действие турбогенератор, который производит электроэнергию, питающий блок модулей. Далее модульная аппаратура преобразует информацию в кодовую последовательность и передает ее на дневную поверхность при помощи какого-либо канала связи. На поверхности сигнал принимается наземной аппаратурой, он обрабатывается, декодируется и выводится на компьютере с помощью специализированного программного обеспечения.

С момента применения телеметрического оборудования, главной проблемой являлось реализация канала связи. Созданием забойных телеметрических систем начали заниматься в мире в 40-х годах прошлого века. Основные качества для обеспечения связи забойного оборудования с дневной поверхностью были точность и скорость передачи и обработки данных. За время существования и развития данного вида навигационного модуля были исследованы различные методы передачи данных: электромагнитный, гидравлический, электропроводный, акустический и многие другие. В итоге широкое распространение получили три канала связи – это гидравлический, электропроводный, электромагнитный. У всех этих видов есть свои недостатки и преимущества.

В составе забойной инклинометрической системы присутствуют: наземная аппаратура, источник питания, забойный модуль с датчиками измерения параметров, канал связи забой-устье и технологическая оснастка.

Требования к забойным телеметрическим системам в современном мире значительно возросли. Такие системы оснащены не только датчиками инклинометров, но и датчиками геофизических и технологических параметров. Эти датчики позволяют проводить скважины в прямой близости от продуктивных горизонтов, контролировать процесс бурения непосредственно в проницаемых пластах и предупреждать возможные аварийные ситуации.

Во время бурения скважины нужно знать фактическое положение ствола скважины в пространстве для исключения отклонения от проекта. Для этого производятся замеры угловых параметров через 10-50м. Основные задачи телесистем можно разделить на три основные группы:

1. оперативный технологический контроль за режимом бурения скважин с целью его оптимизации;
2. контроль направления бурения скважин с целью управления процессом направленного бурения по заданной траектории;
3. литологическое расчленение геологического разреза скважины, исследование параметров пластов, не искаженных проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласт, выделение пластов-коллекторов, прогнозирование зон аномальных пластовых давлений.

Согласно исследованиям С.В. Грекова [20], в мировой практике наиболее широкое применение получили ЗТС с гидравлической передачей информации с самого датчика, находящегося непосредственно в скважине на дневную поверхность. Такое предпочтение отдается данному методу из-за его экономичности, дальности действия и возможности организации двухсторонней связи. Существенные недостатки данного метода является низкая помехоустойчивость и низкая скорость передачи данных. Принцип работы такого способа передачи данных: информация передается по столбу промывочной жидкости, заполняющей бурильные трубы, импульсами давления. Фаза, частота или амплитуда импульсов имеют функциональные зависимости с измеряемым параметром. Гидравлические телеметрические системы работают по принципу торможения забойного снаряда. Торможение происходит в момент выпуска бурового раствора в затрубное пространство при отсутствии давления на снаряд, в результате чего помехи, существующие в гидравлической направляющей системе, сужают полосу частот и делают этот канал самым медленнодействующим.

В 1960-х гг. во ВНИИБТ разрабатывались первые забойные телеметрические системы, представляющие собой механические устройства, у которых конструктивно связан привод с валом турбобура. К ним относятся гидротурботохомеры (ГТН-2,3,4,ПН), которые являлись единственными приборами, непрерывно обеспечивающие контроль режима работы турбобура. Первая совершенная забойная телеметрическая система с гидравлическим каналом связи для бурения наклонно-направленных скважин называлась сигнализатором направления бурения (СНБ), а после гидравлическая инклинометрическая телесистема (ГИТ), которая позволила осуществлять контроль за угловыми параметрами скважины и направлением действия отклоняющего устройства. С 1982г. получили широкое распространение усовершенствованные телесистемы под названием «Индикатор частоты вращения вала турбобура ИЧТ». В настоящее время зарубежные фирмы предлагают телесистемы LWD с гидравлическим каналом связи, измеряющие гамма-излучение с азимутальным сканированием и отклонением на долоте, статическую и динамическую инклинометрию и измерение скорости вращения долота.

Преимуществами гидравлического канала связи являются:

1. обладает большой дальностью действия;
2. естественный канал связи, так как для связи используется промывочная жидкость в колонне бурильных труб, что позволяет исключить дополнительные затраты на организацию канала связи.

Из существенных недостатков этого метода можно выделить: низкая информативность из-за медленной скорости передачи, плохая помехоустойчивость, нужда в автономном источнике электроэнергии, несовместимость с аэрированными жидкостями и продувкой воздухом.

Производство оборудования с электромагнитным каналом связи ведут большое количество фирм в РФ и за рубежом. Передача данных от датчика к

приемнику получается за счет электромагнитной волны (токи растекания) между изолированным участком колонны бурильных труб и породой. На поверхности земли сигнал принимается как разность потенциалов от растекания тока по горной породе между бурильной колонной и приемной антенной, устанавливаемой в грунт на определенном расстоянии от буровой установки. Данный метод наиболее перспективен при организации связи забой-устье при роторном и турбинном бурении скважин. Перед гидравлическим методом передачи данных, электромагнитный канал связи имеет ряд преимуществ: возможность обратной связи и простота в управлении, повышенная надежность деталей забойных устройств, контактирующих с абразивным потоком бурового раствора. К достоинствам данного метода можно отнести: меньшая требовательность к качеству бурового раствора; возможность использования в условиях, где гидроканал не работает; более высокая информативность по сравнению с гидравлическим каналом связи; дешевизна. Самыми значимыми недостатками данного типа связи: дальность связи, зависящая от проводимости и перемежаемости горных пород (в низкоомных разрезах - Западная Сибирь - сигнал сильно шунтируется и затухает, в высокоомных - мощные пласты соли в Оренбурге и Перми - передающий диполь телесистемы электрически изолирован пластами и сигнал проходит плохо); сложность установки антенны в труднодоступных местах; слабая помехоустойчивость; отсутствие возможностей исследования в море и в соленосных отложениях; достаточно высокая сложность электронного управляющего блока.

В 1969г. ОАО НПП «ВНИИГИС» на основе аппаратуры БЭТА-1 разработали оборудование КУБ-1 для электрического каротажа в процессе турбинного бурения. В следующее десятилетие была разработана забойная инклинометрическая система для автоматического контроля за направлением скважины во время бурения и измерения технологических параметров ЗИС-1. Начиная с 91г. прошлого века ЗТС типа ЗИС-4 начали использовать при

бурении скважин с горизонтальным окончанием. С января 1999 года вошли в массовое производство ЗТС54-ЭМ, при бурении наклонно-направленных и горизонтальных стволов небольшого диаметра. Такая телесистема оснащена дополнительным и надолотным модулем.

Явными недостатками этого типа передачи данных являются: относительно небольшая дальность приема, которая зависит от физико-механических свойств горных пород, сложность монтажа приемных антенн в труднодоступных местах и слабая помехоустойчивость.

Электропроводный канал связи имеет сравнительно малую популярность в России, по ряду причин. Такой канал связи имеет ярко выраженные преимуществами перед вышеперечисленными каналами связи — это быстрое действие, высокая помехоустойчивость, максимальная информативность, многоканальность, бесперебойность связи; отсутствие забойного источника питания и мощного передатчика; имеет двустороннюю связь; не требует затрат гидравлической энергии; работает с аэрированной жидкостью, и может быть использован при работе с продувкой воздухом.

Недостатками этого канала связи являются: необходимость проложения кабеля в бурильной колонне и за ней, которые создают некоторые трудности при бурении; затраты времени на проводку кабеля; возможность механических повреждений кабеля и невозможность вращения; закрытие превентора невозможно при использовании заколонного кабеля; необходимость доставки забойного модуля или контактной муфты, с помощью устройства продавки, до места посадки при зенитных углах более 60°.

1.4 Технические средства для наклонно-направленного бурения

Наклонно-направленное бурение (ННБ) – это способ строительства скважин с отклонением от вертикали по специально заданной траектории, применяемое как при разведке, так и при добыче нефтяных и газовых месторождений.

Существует многочисленные разработки средств для бурения наклонно-направленным методом. Согласно учебному пособию автора Нескромных В.В. [12], выполнения такого вида работ, технические средства можно разделить на несколько групп:

1. технические средства для неориентированного изменения направления скважины, в основном в направлении развития естественного искривления;
2. технические средства и инструменты (буровые компоновки, КНБК, специальные породоразрушающие инструменты) для снижения интенсивности естественного искривления скважин;
3. технические средства для искусственного искривления скважин в любом заданном направлении на ограниченном интервале бурения специальным циклом работ (отклонители);
4. технические средства управления направлением скважин на неограниченном интервале бурения.

Проводя анализ целесообразности проведения работ ННБ в ходе строительства скважин, получен вывод соответствующий выводам авторов учебного пособия "Технологии и технологические средства бурения искривленных скважин" [13]. В указанном учебном пособии определено, что задачами, решаемыми с помощью ННБ, могут быть:

1. Снижение затрат на разработку месторождений (при бурении с кустовых площадок – кустовое бурение);
2. Вскрытие продуктивного пласта под определенным углом (для увеличения площади фильтрации);
3. Проводка нескольких скважин с эстакад, платформ, расположенных в море или на озере;
4. Проводка скважин до продуктивных пластов, расположенных под участками земли с сильно пересечённым рельефом (овраги, холмы, горы);

5. Вскрытие продуктивных пластов под дном океанов, морей, озер, рек и болот;
6. Уход в сторону из аварийной скважины (путем забуривания нового ствола);
7. Вскрытие продуктивных пластов, залегающих под пологим сбросом или между двумя параллельными сбросами;
8. Отклонение ствола от сбросовой зоны (зоны разрыва) в направлении продуктивного горизонта;
9. Вскрытие продуктивных пластов под соляными куполами (в связи со сложностью бурения через них).

При проведении анализа накопленного опыта по созданию отклоняющих устройств и механизмов и результатов исследований скважин с естественным и искусственным искривлением [6,9,10] можно сделать вывод, что при бурении вертикально забуренных скважин, забои сильно смещаются относительно вертикали на десятки и сотни метров, а пространственная интенсивность по зенитному и азимутальному углам порой не соответствует проекту. Данные факты негативно сказываются на дальнейших результатах проводки, крепления, и эксплуатации скважин из-за резких перегибов, уступов ствола, возможных аварий и недостижения проектных горизонтов. Во избежание нежелательных последствий не контролируемого (естественного) искривления скважин, было положено начало контролю и осуществлению искусственного искривления стволов скважин.

В ходе исследовательской работы, в данном разделе будут приведены и проанализированы технические средства, использующиеся для получения необходимых параметров кривизны в заданном направлении при искусственном искривлении. При помощи такого оборудования, как отклонители - на породоразрушающем инструменте (ПРИ) возникает отклоняющая сила. Либо если между осью скважины и породоразрушающим инструменте (ПРИ) возникает некоторый угол перекоса (асимметричность), при

таком методе используются забойные двигатели с отклонителем, либо отклоняющие устройства.

На данном этапе развития нефтегазовой отрасли, существует два вида бурения наклонных скважин. Роторный, который представляет собой процесс прерывистого искривления ствола скважины путем последовательной зарезки (уходом в сторону). Этот способ бурения сейчас не используется. И с применением забойных двигателей, который представляет собой непрерывный процесс искривления. Второй способ обладает существенными преимуществами и получил широкое распространение в Российской Федерации.

Классификация типов оборудования для наклонно-направленного бурения:

1. Отклонители разового действия:
 - a. Закрытый клин, спускаемый на колонне бурильных труб;
 - b. Закрытый клин, спускаемый на колонне направляющих труб;
 - c. Открытые не извлекаемые клинья;
 - d. Открытые извлекаемые клинья.
2. Отклонители непрерывного действия:
 - a. Кривой переводник;
 - b. Турбинный отклонитель;
 - c. Шпindelный отклонитель;
 - d. Винтовой забойный двигатель;
 - e. Роторная управляемая система;

1.4.1 Закрытый клин, спускаемый на колонне бурильных труб

Одно из первых устройств, которое применялось бурении наклонных скважин. Отклоняющий клин спускался на бурильных трубах, при достижении забоя производилось ориентирование в заданном направлении. После выставления в нужную сторону производилась фиксация клина при помощи

веса бурильной колонны или специальных якорей, выдвигающиеся за счет гидравлики. Спускаемая компоновка низа бурильной колонны скользила по внутренней стенке клина и, долото, фрезеруя стенку скважины, забуривало наклонный ствол. За один раз можно было отклонить ствол скважины до 5° . Для большего набора зенитного угла, отклоняющий клин спускали повторно. Такой способ искривления ствола скважины являлся достаточно трудоемкий. В современном бурении клин применяют для зарезки боковых стволов. Преимущества такого вида оборудования: сохранение диаметра скважины и минимальная возможность осложнения при бурении. Но при использовании такого клина возможны резкие перегибы ствола.

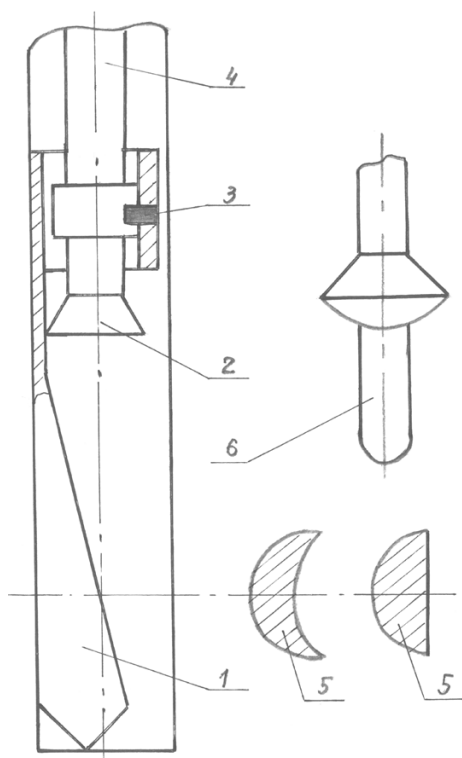


Рисунок 6 – Закрытый клин, опускаемый на колонне бурильных труб
 1-клин с узлом крепления; 2-долото; 3-срезной болт; 4-бурильные трубы; 5-варианты ложка клина; 6-расширитель пилот-скважины.

1.4.2 Закрытый клин, спускаемый на колонне направляющих труб

Принцип действия такого отклонителя такой же, как и предыдущий. Конструктивное отличие заключается в том, что отклоняющий клин спускается на направляющих трубах. Спуск производится отдельным рейсом. После достижения забоя, клин фиксируется и производится спуск компоновки для резки ствола. Из явных преимуществ такого вида направленного бурения, это возможность забуривания нескольких стволов без подъема инструмента. Негативными моментами являются: уменьшенный диаметр ствола, дополнительные расходы труб и увеличенные затраты времени на спуско-подъемные операции.

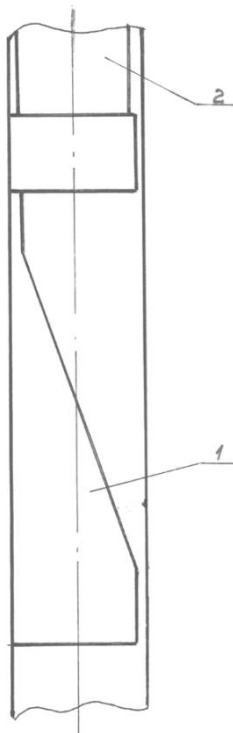


Рисунок 7 – Закрытый клин, опускаемый на колонне направляющих труб

1-клин; 2-колонна направляющих труб

1.4.3 Открытый неизвлекаемый клин

С помощью такого отклонителя возможно едино разово искривить скважину. Клин представляет собой корпус, с внутренней стороны снабжён

желобом. Сборка клина производится на устье и спускается в прошаблонированную скважину на заданную глубину. После выставления отклонителя в нужном направлении, его фиксируют. Якорь раскрывается при помощи созданного буровыми насосами необходимого перепада давления, в иных случаях его цементируют. Далее идет отворот клина, либо под натяжением бурильного инструмента транспортный винт срезается, позволяя произвести подъем транспортируемой колонны. После подъема производят сборку КНБК с последующим спуском на забой и зарезкой ствола.

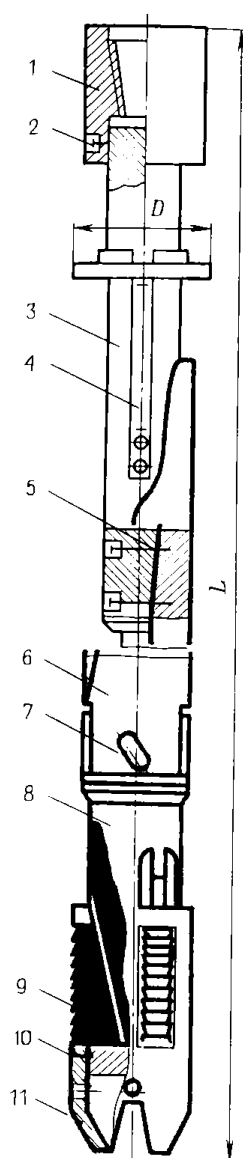


Рисунок 8 – Открытый неизвлекаемый клин типа ОТЗ

1 – муфта; 2,5,10 – винты; 3 – спусковой клин; 4 – пружина; 6 – клин-отклонитель; 7 – пальцы; 8 – корпус; 9 – плашки; 11 – плашкодержатель.

Отклонитель имеет два главных узла – клин и опору. Опора 11 выполняется в разных модификациях. Опора имеет плашечные захватные устройства для закрепления ее с клином в обсадной колонне и отверстия в нижней части для закрепления в цементном растворе. В отклонителях предусмотрено соединение клина с опорой при помощи наклонного выступа и Т-образного паза, с помощью которого клин смещается и прижимается к обсадной колонне по всей его длине, что улучшает условия для прорезания окна.

1.4.4 Открытый извлекаемый клин

Открытый извлекаемый клин представляет собой комплект, состоящий из извлекаемого цельнометаллического отклоняющего клина, специального ориентированно устанавливаемого искусственного забоя – подпятника и крюка для извлечения желоба клина из скважины. Открытый клин соединяется с бурильной колонной при помощи заклепок или штифтов, которые после спуска на забой срезаются. Осевая нагрузка для срезки креплений должна превышать в 1,5 раза усилие для раскрепления фиксирующего механизма. Принцип работы включает в себя следующие операции. Устанавливается искусственный забой – подпятник, представляющий собой металлическую пробку с гидравлично-механическим распорным устройством. Далее отпечаток наносится на свинцовую печать, жестко соединённую переходником 6, удлинителем с ориентатором. Потом извлекается ориентатор с печатью. Определяется по специальной риске и свинцовой печати положение подпятника относительно апсидальной плоскости скважины; Определяется необходимый угол установки отклоняющего желоба 7 (извлекаемый клин) и верхнего замка крепления подпятника (узел 4-6) из закрепляется желоб 7 на удлинителе 5 при помощи переходника-фиксатора 6 с контргайкой. Производится ориентированный спуск отклоняющего желоба 7 и устанавливается на нижний замок крепления подпятника (совмещение деталей 3.4). Далее ведется бурение наклонного ствола.

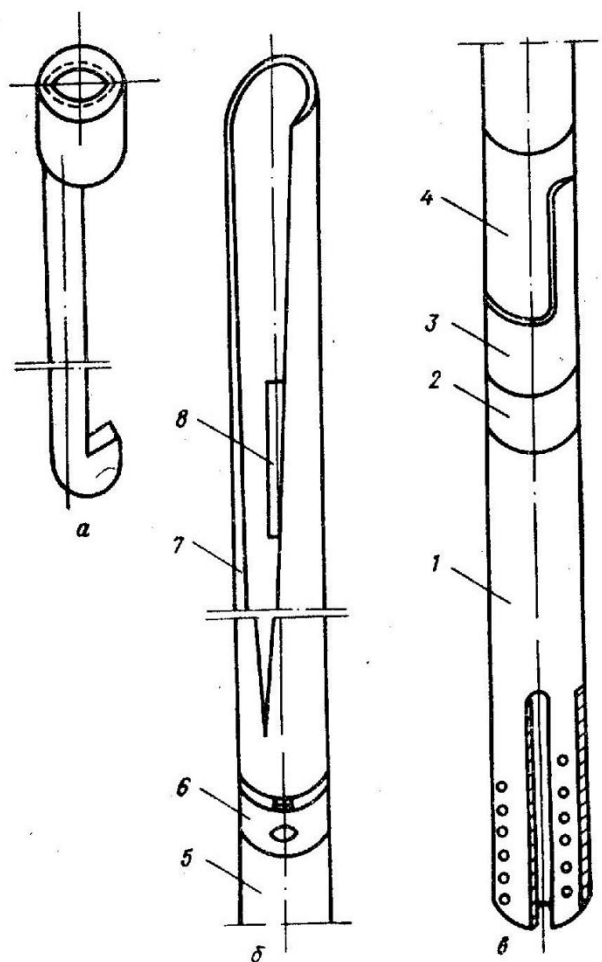


Рисунок 9 – Открытый извлекаемый клин типа СКО

1 – подпятник; 2 – патрубок; 3 – нижний замок крепления подпятника; 4 – верхний замок крепления подпятника; 5 – удлинитель; 6 – переходник фиксатор; 7 – отклоняющий жёлоб; 8 – отверстие.

1.4.5 Кривой переводник

В 50-60 гг. когда управляемое наклонное бурение только развивалось, в качестве оборудования для набора параметров использовали кривой переводник. Такое оборудование было наиболее распространено в этой сфере и просто в изготовлении. Представляет собой толстостенный патрубок с пересекающимися осями присоединительных резьб, и дает возможность долгу иметь постоянную асимметричную нагрузку, которая приводит к искривлению ствола скважины. Резьба с перекосом нарезалась в основном на ниппеле, реже

на муфте и угол перекоса составлял 1° - 4° между осями. В ряде случаев совместно с кривым переводником в скважину спускали гидравлические забойные двигатели. Способность отклонения скважины определялась жесткостью бурильных труб. Из существенных недостатков такого бурения заключалось в том, что при больших углах перекоса кривого переводника происходили зависания бурильного инструмента

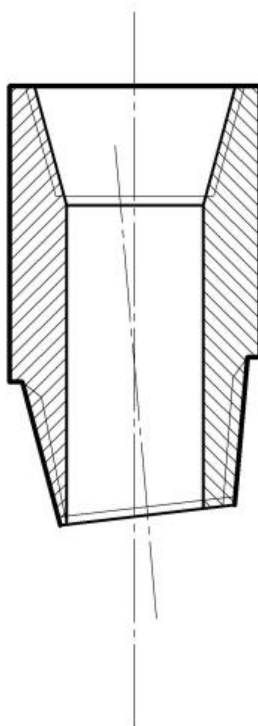


Рисунок 10 – Кривой переводник

1.4.6 Гидравлические забойные двигатели

Существует два типа исполнения гидравлических забойных двигателей: турбобур (турбинный двигатель) и винтовой забойный двигатель (объемный двигатель). С помощью такого оборудование можно изменять траекторию непосредственно в процессе бурения скважины.

В Западной Сибири при освоении нефтегазоносных месторождений Урало-Поволжья получило популяризацию бурение с использованием

турбобуров, что позволило ускорить разработку и добычу полезных ископаемых.

Конструкцию турбобура можно разделить на следующие части: статоры, опоры радиальные и осевые, турбинный вал. А эти части на – вращающиеся и неподвижные. Ко вторым относятся: цилиндрический корпус – основа, переводник (присоединительный элемент к бурильной колонне), кольца пяты (функциональный элемент), диск статора (элемент, через который внутрь поступает промывочная жидкость), средняя опора (обеспечивает поддержку отдельных элементов) и ниппель (фиксирует детали внутри корпуса). К первой группе относятся: диски ротора, пяты и вал. В статоре поток жидкости готовится для работы в роторе: скорость увеличивается и изменяет направление. В каналах ротора, лопасти которого наклонены в противоположном направлении, скорость восстанавливается по величине и направлению. Затем жидкость входит в следующую ступень, где процесс повторяется [6,10].

При изменении скорости в межлопаточных каналах (и соответствующего импульса потока) возникает сила, с которой поток действует на лопасти, суммируясь во всех ступенях в общий крутящий момент. Крутящий момент в статоре (реактивный) воспринимается корпусом турбобура, жестко связанным с бурильной колонной. Равный, но противоположно направленный крутящий момент (активный), действующий в роторе, через вал турбобура передается долоту. Для бурения наклонных скважины чаще применяют турбинный отклонитель. Конструктивно ТО имеет исполнение в виде соединения верхнего узла с нижним узлом через кривой переводник, а сами валы – через специальный шарнир. Отклоняющее устройство имеет диапазон углов $1,5^{\circ}$ - 2° . Интенсивность искривления ствола скважины до 3 град/10м.

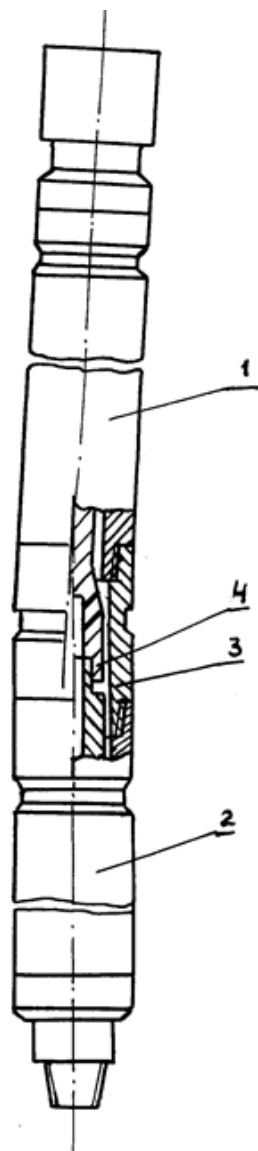


Рисунок 11 – Турбинный отклонитель

1 – турбинная секция; 2 – шпindelь; 3 – кривой переводник; 4 – кулачковый шарнир.

Основные преимущества бурения с турбинным отклонителем:

1. Влияние колебаний осевой нагрузки на степень отклоняющей силы на долоте заметно меньше, из-за чего получается реальный радиус искривления, приближенный к расчетному;
2. Положение кривого переводника имеет непосредственную близость к долоту, что эффективно сказывается на работе отклонителя.

Конструктивными особенностями данного оборудования является высокая частота вращения, которая благоприятно сказывалась на бурении в мягких породах и сравнительно не глубоких скважинах. Но с увеличением глубин и изменению твердости горных пород появилась проблема, средняя проходка за рейс уменьшалась до 100м, и предельные давления насосов и крутящий момент на долоте не позволяли далее осваивать месторождения. На их смену пришли низко оборотистые двигатели, позволившие увеличить темпы развития техники и отрасли.

1.4.7 Шпиндельный отклонитель

Шпиндель-отклонитель предназначен для бурения нефтегазовых наклонно-направленных скважины секционным турбобуром или винтовым забойным двигателем в интервалах изменения направления ствола скважины. Состоит из двух шпинделей одного размера, валы которых соединены между собой взаимозаменяемыми кулачковыми полумуфтами. Данное соединение валов позволяет увеличить долговечность узлов из-за разгрузки последних от гидравлических нагрузок, в сравнение с турбобуром почти вдвое. Корпусы шпинделей соединяются двухнипельным переводником с пересекающимися осями присоединительных резьб, выполненных у верхнего ниппеля под углом $1,5^\circ$, а у нижнего под углом 2° . Верхняя часть шпиндельного отклонителя имеет унифицированный узел для присоединения к турбобуру, что позволяет работать совместно с турбобуром любой конструкции, имеющим от 1 до 5 секций.

Преимущество отклонителей – малое расстояние между долотом и точкой перекоса, такое исполнение снижает деформацию этого участка и повышает интенсивность искривления скважины. Возможность применять шпиндельных отклонителей в секционном исполнении, что позволяет получить повышенный вращающий момент и мощность на валу турбобура, а при

уменьшении расхода буровой промывочной жидкости – снижение числа оборотов вращения долота.

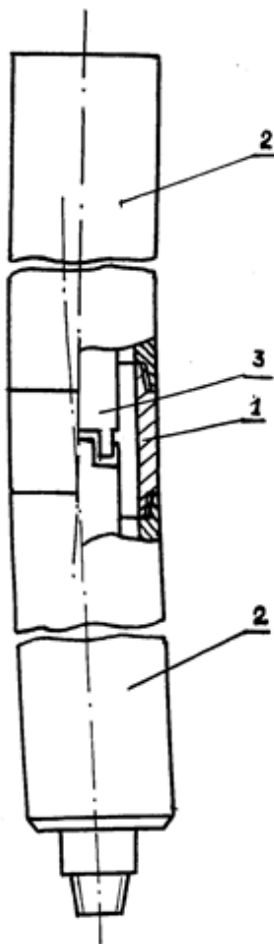


Рисунок 12 – Шпиндель-отклонитель

1 – кривой переводник; 2 – разъемный корпус; 3 – кулачковый шарнир.

1.4.8 Винтовой забойный двигатель

Технологии строительства нефтяных и газовых скважин стремительно развивались и уже в 60-х годах стали массово использовать винтовые забойные двигатели, разработанные во ВНИИБТ (Пермском филиале и московских подразделениях) и используются по настоящее время. Такие двигатели применяются для ориентированного изменения угловых параметров при бурении наклонных скважин.

ВЗД при работе увеличивает частоту вращения долота, что приводит к уменьшению нагрузки на долото, следовательно, механическая скорость проходки (МСП) увеличивается. Компоненты скважинного оборудования подвергаются меньшему износу и усталости.

Работу двигателя можно охарактеризовать следующими параметрами[10]:

1. Расход – диапазон расхода потока промывочной жидкости через силовой агрегат;
2. Частота вращения – диапазон частоты вращения долота, связанный с расходом. Минимальная частота вращения долота получается при минимальном расходе ПЖ, а максимальная – при наибольшем указанном расходе;
3. Максимальный перепад давления – перепад давления, который можно создавать при кратковременных интервалах, при этом усиливается износ винтовой пары двигателя;
4. Максимальный крутящий момент – момент на долоте при максимальном перепаде давления;
5. Холостое давление – давление, которое необходимо для преодоления внутреннего трения и потерь давления на двигателе;
6. Рабочий перепад давления – разность давлений при работе инструмента над забоем и на забое;
7. Рабочий крутящий момент – крутящий момент на долоте при рабочем перепаде давления;
8. Выходная мощность – механическая мощность при номинальном перепаде давления и максимальном расходе.

Конструкция винтового забойного двигателя состоит из следующих элементов: силовая секция двигателя, узел переливного клапана (обратного клапана, или обоих), узел соединения вала двигателя с валом шпинделя, шпиндельная секция (подшипники и узел приводного вала).

Источником энергии винтовых забойных двигателей является поток буровой промывочной жидкости. При этом все узлы охлаждаются и смазываются, такой фактор благоприятно сказывается на работе двигателя и увеличивает срок его службы. В основе принципа работы ВЗД лежит преобразования гидравлической в механическую мощность потока бурового раствора. Давление промывочной жидкости, поступающая через бурильную колонну, попадает в силовую секцию, заставляя производить вращение ротора внутри статора. Ротор в свою очередь передает вращательную энергию на долото и приводит его в действие. Таким образом, исключается вращение самой бурильной колонны, что позволяет производить бурение согласно заданной траектории [6,10].

Переливной клапан устанавливается над силовой секцией, предотвращающий зашламовывание самого двигателя и долота при спуско-подъемных операциях (СПО). Применение клапана обусловлено бурением на депрессии, слабосцементированных пород, и особенно необходимо при разбуривании стали. Обратный клапан предназначен для предотвращения засорения винтового двигателя и промывочных насадок долота, а так же важный противofонтанный элемент при бурении.

Сам двигатель может работать и без обратного/переливного клапана. Вместо него можно устанавливать простой переводник с теми же размерными соединениями, что и у клапана

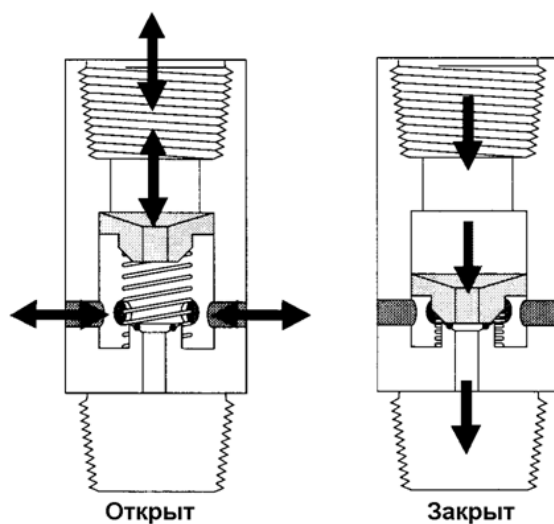


Рисунок 13 – Перепускной клапан

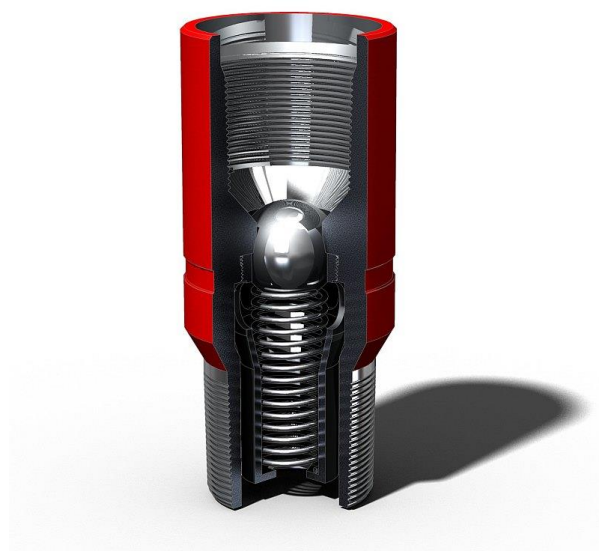


Рисунок 14 – Обратный клапан

Сам силовой агрегат состоит из ротора и статора, называемый – силовой парой. Давление буровой промывочной жидкости вызывает планетарное движение ротора внутри статора. Конструктивная геометрическая специфика силовой пары заключается геликоидальным сечением, количество каналов варьируется от 2 до 10, при том ротор имеет на один «лепесток» меньше. Гексагональные поверхности пары, и углы наклона винтовых образующих сделаны так, что ротор и статор образуют герметичные участки на всех интервалах силовой секции равноудаленной длины. Скорость вращения и

крутящий момент выходного вала прямо пропорциональны скорости потока и давлению рабочей жидкости. Параметры двигателя можно менять соотношением числа «лепестков» ротора и статора. Входная и выходная мощность напрямую зависит от числа зубьев ротора и статора. Чем больше заходность двигателя, тем больше крутящий момент и меньше скорость. В случае если перепад давления промывочной жидкости будет больше максимального заявленного характеристиками какого-либо двигателя, буровая жидкость начинает проникать между статором и ротором, что служит причиной уменьшения крутящего момента и скорости вращения вала. Сильная потеря промывочной жидкости приводит к «заклиниванию» двигателя, то есть к полной остановке вращения долота. Особенностью конструкции двигательной секции является совместимость с различными видами промывочной жидкости, флюида, сжатого воздуха и пены, перепадами температуры, в любом из перечисленных случаев выходные характеристики обеспечивают безостановочную работу оборудования.

Есть много разных вариаций исполнения двигателей по заходности и длине активной части статора. Типы гексагональных сечений представлены на рисунке 15.

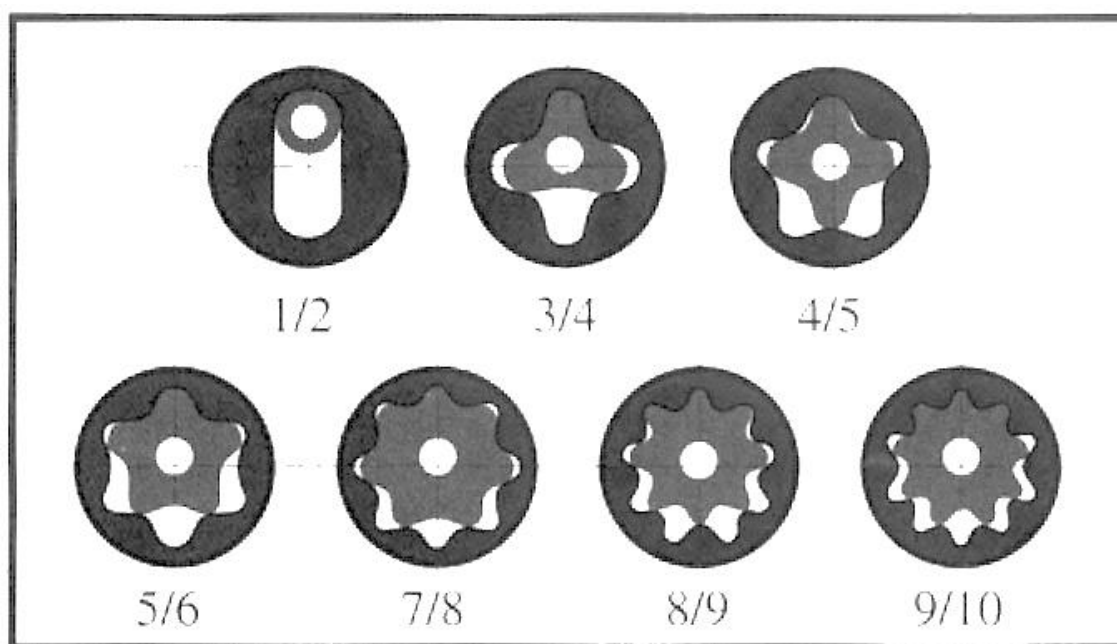


Рисунок 15 – Типы геликоидальных сечений забойного двигателя

При анализе выбора заходности ВЗД, по ряду характеристик можно сказать, что у многоребневых двигателей есть ряд преимуществ: высокие скорости потока промывочной жидкости; высокий крутящий момент, более высокий предел нагрузки на долоте, применение совместно с шарошечными долотами.



Рисунок 16 – Силовая секция забойного двигателя (статор/ротор)

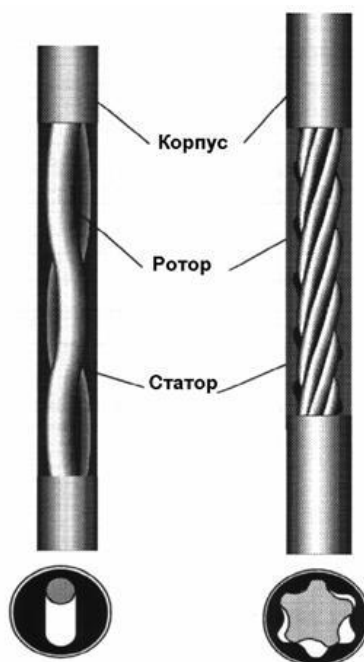


Рисунок 17 – Силовая секция забойного двигателя (статор/ротор)

Эластомерный статор изготавливается литьем под давлением, при этом особое внимание в процессе изготовления уделяется однородности состава эластомера и качеству профиля каналов статора. Ротор изготавливается на высокоточных металлорежущих станках из стальных заготовок. Пару тщательно подгоняется, обеспечивая высоконадёжную работу пары и необходимые эксплуатационные характеристики двигателя в различных условиях бурения [10].

Далее вал двигателя соединяется со шпиндельной секцией, посредством карданного вала или гибкого вала, что обеспечивает соосное вращение выходного вала и передачи осевого усилия на породоразрушающий инструмент (ПРИ). В конструкции этой секции есть ограничитель потока, большое количество радиально-упорных и опорных подшипников, и приводной вал. Подшипники предназначены для компенсации реактивной составляющей противодействия и осевой нагрузки возникающей по причине приложения нагрузки на ПРИ. Подшипники выполняются многорядными и охраняют свою работоспособность до получения определенного люфта (зазора) до 5-10мм. Шпиндели отечественных производителей производятся без маслonaполнения. Такой отказ является рациональным, по причине смазывания и охлаждения всех узлов трения буровым раствором.

Приводной вал двигателя предназначен для передачи на долото крутящего момента и аксиальной нагрузки. В нижней части вала имеется резьбовое соединение для крепления ПРИ.



Рисунок 18 – Шпиндельная секция в сборе

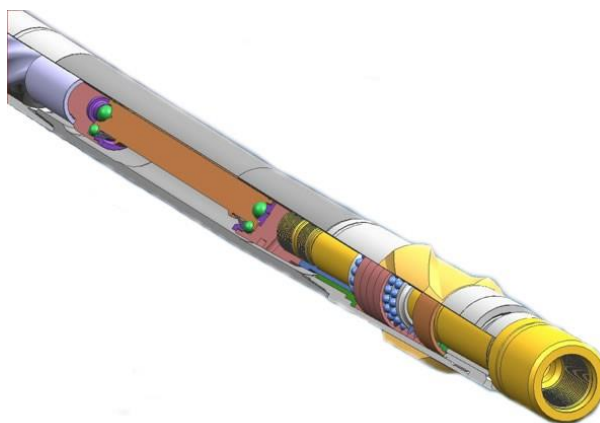


Рисунок 19 – Шпиндельная секция

Механизм, соединяющий силовую пару с приводным валом, является связующим звеном между ними. Гибкий вал представляет собой металлический стержень круглого сечения с утолщёнными концами. На обоих концах присутствуют присоединительные резьбы. Преимуществами использования гибких валов являются большой срок службы, простота в конструкции и высокой технологичности, но при использовании углов перекося более $1,5^\circ$ срок службы такого соединения уменьшается. И вместо гибкого вала используют шарнирно-торсионное соединение.

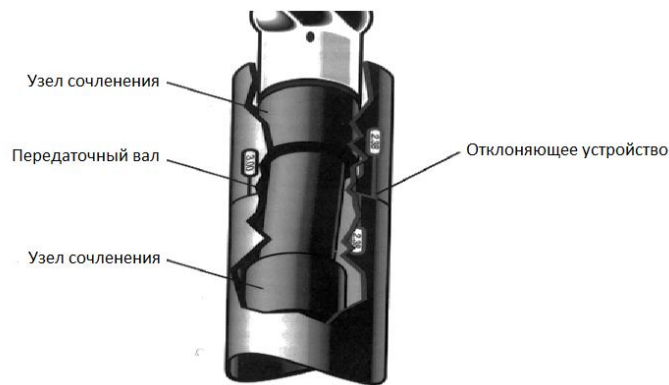


Рисунок 20 – Торсион забойного двигателя

Регулятор угла перекоса имеет диапазон от 0° до 3° . Величина выставленного угла определяется интенсивностью изменения параметров зенита и азимута и может достигать $1-3^\circ/10\text{м}$. При повороте секций регулятора угла происходит их перекос до максимального при повороте на 180° относительно исходного положения механизма [6,10]. Для изменения угла перекоса необходимо: отвернуть стопорную пробку 7 специальным ключем, с помощью механических ключей раскрепить гайку 6, при этом второй механический ключ следует устанавливать на сердечник 8 или корпус шпинделя. Ввернув резьбовой конец ключа для стопорной пробки в отверстие на гайке, отвернуть гайку на 25-30мм, при этом зубчатый венец 5 опускается вниз и выходит из зацепления с зубьями переводника 4. При помощи цепных или механических ключей провернуть шпиндельную секцию до совмещения одноимённых меток (на переводнике 4 и зубчатом венце 5) с требуемым значением угла, положение этих меток определяет и новое положение плоскости искривления отклонителя. Приподняв венец 5, проверить совпадение положения зубьев венца и впадин на переводнике 4, при необходимости немного повернуть шпиндель. Придерживая руками венец в зацеплении, завернуть и подтянуть гайку руками (использовать ключ, ввёрнутый в резьбовое отверстие), проконтролировать угол между длинной меткой 9 на зубчатом венце и метками 10 на гайке, он должен находиться в пределах $40-90^\circ$. закрепить гайку механическими ключами (ключ с приводом на

пневмораскрепитель следует устанавливать на гайку, а второй на переводник соединительный) до совмещения длинной метки 9 на зубчатом венце и верхней метки 10 на гайке (или нижней метки 10 и метки 11 на сердечнике, как удобнее контролировать), при этом отверстие под пробку на гайке должно совпасть с отверстием в сердечнике 8, а также обеспечивается требуемый момент крепления гайки. Ввернуть и закрепить фиксирующую пробку 7 10].

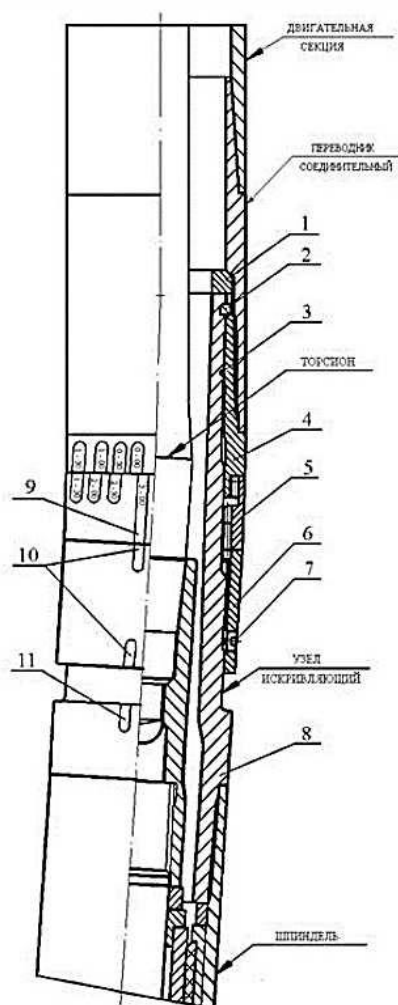


Рисунок 21 – Регулятор угла перекоса типа РУ1-195

1 – диск; 2 – полукольцо; 3 – уплотнительное резиновое кольцо; 4 – переводник; 5 – зубчатый венец; 6 – поджимная гайка; 7 – стопорная пробка; 8 – сердечник; 9 – метки на зубчатом венце; 10 – метки на гайке; 11 – метки на сердечнике.

Конструктивно регулятор состоит из двух переводников (верхнего и нижнего), сердечника и зубчатой муфты, которая в целях повышения износостойчивости армирована твердосплавными зубками.



Рисунок 22 – Общий вид регулятора угла перегиба

При бурении вертикального участка или участка стабилизации вращают всю колонну при помощи ротора или силового верхнего привода. Такое бурение сокращает сроки строительства скважины, исключая дополнительные подъемы для смены КНБК.

Основными достоинствами такого типа забойного двигателя это: осуществление контроля за интенсивностью искривления ствола; при бурении сам ствол скважины не имеет резких перегибов, уступов и имеет вид плавной кривой.

При анализе различных видов и особенностей ВЗД, можно разделить их на следующие типы: общего назначения, для отбора керна, для ремонта скважин и для наклонно-направленного и горизонтального бурения.

Компоновка низа бурильной колонны с применением винтовых забойных двигателей стала часто применяться на всех участках направленного бурения.

1.4.9 Роторная управляемая система

Роторная управляемая система – это система, при котором компоновка низа бурильной колонны и бурильная колонна непрерывно вращаются и движутся по заданной траектории. Непрерывное вращение обеспечивает эффективную очистку ствола скважины, что минимизирует риски прихватов и предоставляется возможность пробуривать более длинные участки в отличие от ВЗД.

В середине 1990-х годов начали разрабатываться такие системы. Они были очень дорогостоящие и применялись на скважинах с большими отходами, обеспечивающие выполнимость решения задач, с которыми ВЗД не справлялись.

В настоящее время роторные управляемые системы являются более совершенным оборудованием для направленного бурения, а в комбинации с телеметрическими системами представляют собой автономные средства удаленного управления и контроля искривления скважины. РУС представляет собой дистанционно-управляемый электроно-механический агрегат.

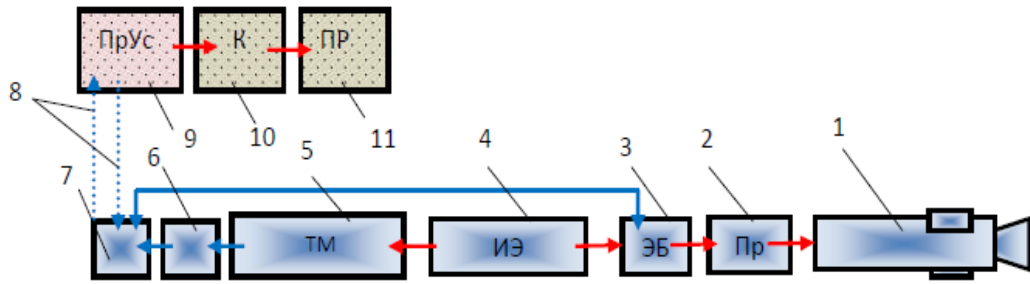


Рисунок 23 – Блок-схема забойной отклоняющей системы

1 – механизм искривления; 2 – приводной механизм искривления; 3 – электронный блок управления приводом механизма искривления; 4 – источник электроэнергии (турбогенератор или аккумуляторные батареи); 5 – блок телеметрической системы; 6 – электронный блок телеметрии; 7 – система преобразования сигнала; 8 – канал связи (электромагнитный или гидравлический); 9 – приемное устройство и усилитель сигнала; 10 – специальное программное обеспечение (компьютер); 11 – прибор для визуального контроля процесса бурения на буровой

Имея автономный источник питания (4), такая система управляется с дневной поверхности при помощи специального программного обеспечения (10). Сигнал передается двусторонне, путем электромагнитного или гидравлического канала связи (8). Электронный блок (3) и приводные системы (2) отклоняющего механизма (1) ориентируют систему в заданном направлении. При этом блок телеметрической системы (5) производит постоянное считывание параметров кривизны при помощи электронного блока (6) и системы преобразования сигнала (7). Отправляет координаты на дневную поверхность в блок приемки и усиления сигнала (9), далее сигнал считывается на специализированном софте (10). После производится корректировка траектории ствола скважины оператором (11).

Эффективность работоспособности РУС формулируется следующими факторами:

1. Качество выноса шлама увеличивается из-за отсутствия зауженных интервалов ствола;
2. Уменьшается риск дифференциальных и механических прихватов, так как все элементы скважинного оборудования находятся в постоянном движении;
3. Увеличение скорости бурения и длины горизонтального ствола из-за уменьшения влияния силы трения между стенками скважины и бурильной колонной, по причине постоянного вращения БК;
4. Увеличение скорости механической проходки, потому что шлам не осаждается из-за его эффективного выноса.

Согласно авторам [10,19], РУСы можно классифицировать по способу управления смещением долота:

1. «Push the bit» -отталкивание от стенки скважины всей компоновки или большей её части относительно оси, что вызывает давление на боковую поверхность долота в определённом направлении. К этому типу можно отнести системы «AutoTrak» компании Baker Hughes INTEQ и «PowerDrive» компании Schlumberger.

Роторные управляемые системы, такого типа состоят из неподвижного (не вращающегося) базового блока, блока контроля за процессом бурения и модуля телесистемы MWD. Базовый блок представляет собой направляющие лопасти, распределительный клапан и навигационные сенсоры. Блок контроля – это внутрискважинный компьютер и автономный источник питания (литиевые батареи, либо турбинный генератор). При непосредственном бурении внутрискважинный компьютер анализирует поступающие данные из модуля MWD с проектными значениями. При возникновении отклонений от проектной траектории, компьютер при помощи сенсоров навигации переводит

информацию в распределительный клапан, который, направляет гидродинамическую энергию буровой промывочной жидкости на направляющие лопасти, далее те выдвигаются из корпуса. В результате происходит корректировка траектории путем отталкивания компоновки от стенки скважины в заданном направлении.

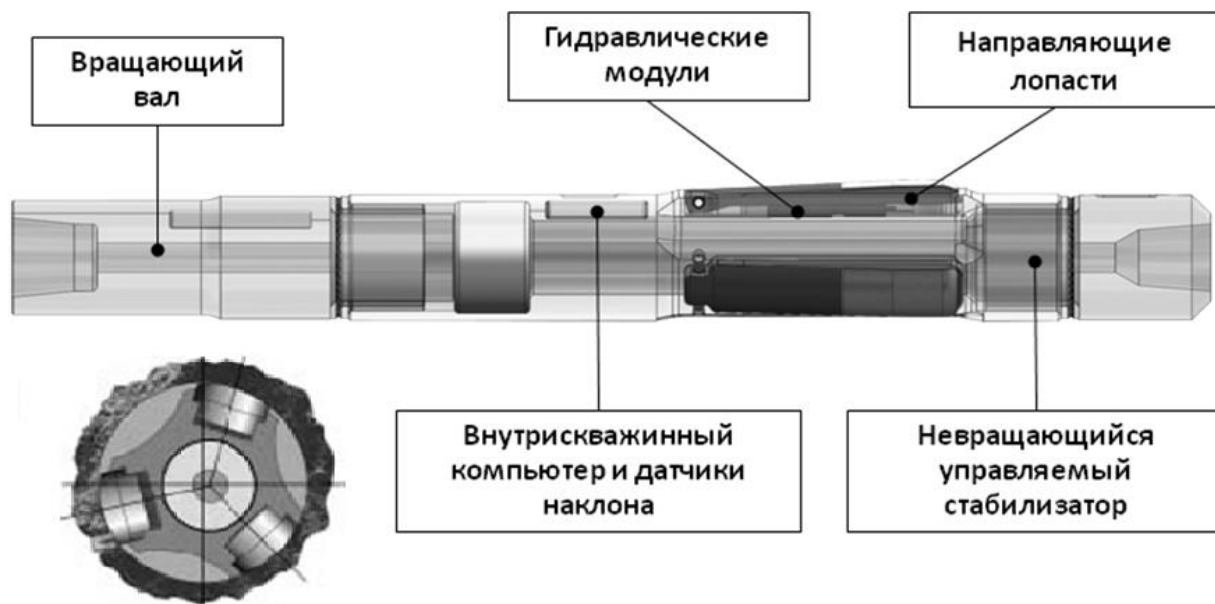


Рисунок 24 – «Push the Bit»

Привод лопаток (1) гидравлический, осуществляемый за счет последовательной подачи бурового раствора в соответствующие гидрокамеры. Для увеличения угла отклонения каждая лопатка (1), проворачиваясь и находясь в нижней части ствола, нажимает на нижнюю сторону ствола, а для уменьшения угла каждая лопатка (1) нажимает на верхнюю часть ствола. Команды, направляемые при помощи телеметрии по гидромониторному и электромагнитному каналам связи, определяют время и силу срабатывания башмака (1). Блок управления (3), расположенный над блоком отклонения (5), приводит в действие поворотную заслонку (6), которая закрывает или открывает канал для подачи бурового раствора в камеры с лопатками (1) в соответствии с поворотом буровой колонны. Система синхронно изменяет интервал воздействия и усилие, с которым лопатка (1) воздействует на стенку скважины, тем самым направляя долото (4) в требуемом направлении. Долото

(4) обеспечивает отклонение ствола фрезерованием стенки скважины боковым вооружением. Таким образом, значительная роль в процессе искривления данным типом РУС отводится долоту, которое должно отвечать определенным требованиям.

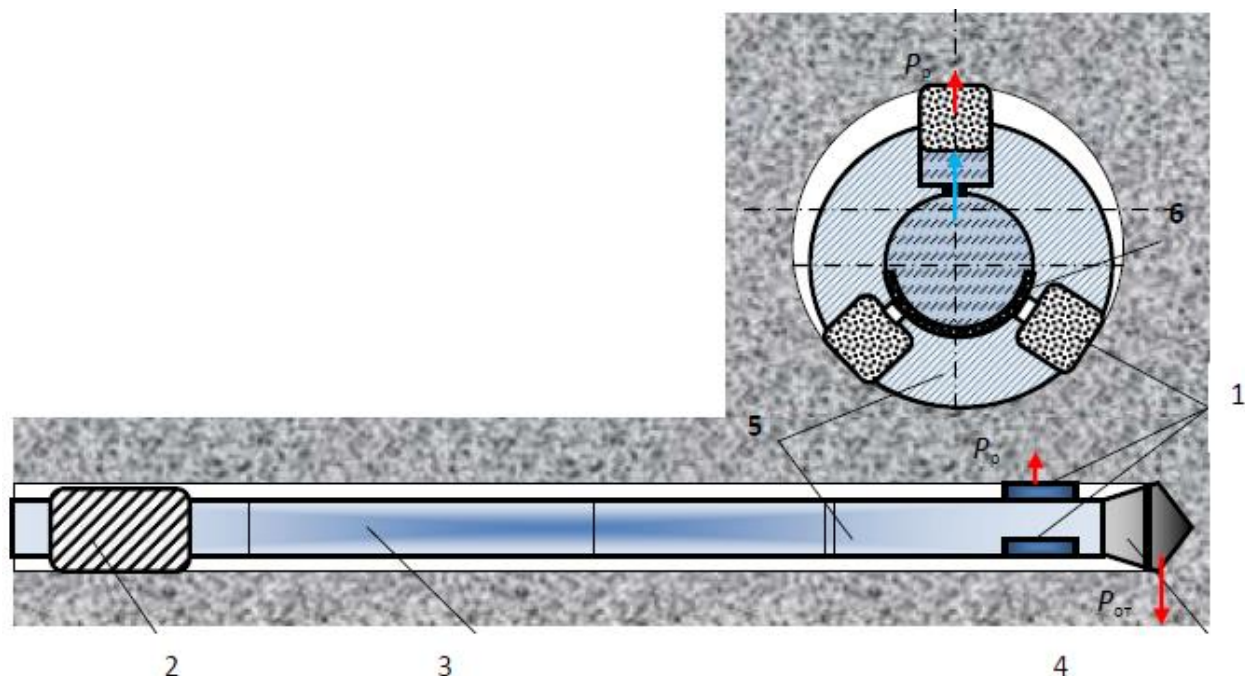


Рисунок 25 – Схема роторной управляемой системы с отклонением долота
1 – выдвижные лопатки; 2 – стабилизатор; 3 – блок управления; 5 – блок отклонения; 4 – долото; 6 – заслонка

2. «Point the bit» – позиционирование долота. Достигается смещением приводного вала относительно компоновки, либо изменением его кривизны, что вызывает изменение угла. К этому типу можно отнести: «Geo-Pilot» компании Halliburton Sperry Drilling Services, «Well-Guide» компании Gyrodata Western Hemisphere. Также к «point the bit» можно отнести систему «Dart» компании Andergauge Drilling System.

Данные системы – это наддолотный стабилизатор, оборудованный аппаратурой, собранный из трех элементов: утяжеленный не вращающийся корпус, приводной вал (вращающаяся мандрель) и эксцентриковая внутренняя втулка. Принцип работы заключается в отклонении долота в заданном направлении, путем контроля над направлением эксцентриковой внутренней

втулки, которая смещает приводной вал. Положение корпуса в режиме реального времени контролируется компьютером, который управляет системой и автоматически корректирует положение эксцентриковой внутренней втулки при помощи двигателя постоянного тока со сверхвысоким крутящим моментом (работающим от турбинного генератора или литиевых батарей), для сохранения ориентации долота.



Рисунок 26 – «Point the Bit»

Схемы работы РУС с позиционированием долота: а – положение системы, определяющей прямолинейное направление бурения; б, в – положения системы, определяющей изменение направления бурения; 1 – эксцентриковая втулка; 2 – корпус-статор; 3 – вал-ротор; 4 – выдвижные плашки; 5 – долото; 6 – направление искривления скважины; 7 – схема РУС при прямолинейном бурении; 8, 9 – схемы РУС при изменении.

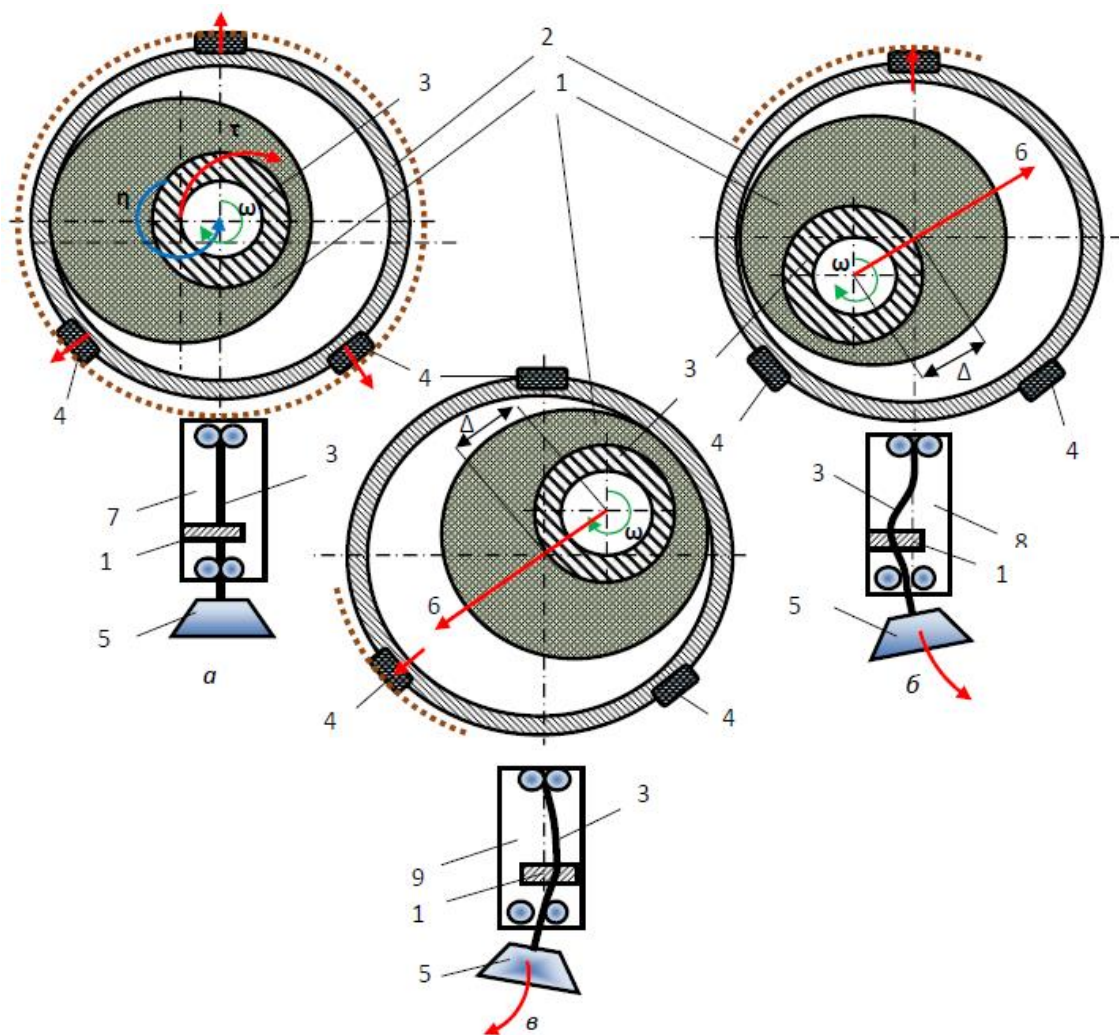


Рисунок 27 – Схемы работы РУС с позиционированием долота

а – положение системы, определяющей прямолинейное направление бурения; б, в – положения системы, определяющей изменение направления бурения; 1 – эксцентриковая втулка; 2 – корпус-статор; 3 – вал-ротор; 4 – выдвижные плашки; 5 – долото; 6 – направление искривления скважины; 7 – схема РУС при прямолинейном бурении; 8, 9 – схемы РУС при изменении

РУС фиксируется в скважине при выдвижении плашек (4). Проворот эксцентриковой втулки (1) осуществляется с помощью сервомеханизма, работа которого управляется электронным блоком по команде от управляющего процессом компьютера. Поворот эксцентриковой втулки (1) приводит к отклонению оси вала-ротора (3) от центральной оси корпуса (2) РУС на величину зазора Δ и долото (5) получает перекося в ту или иную сторону, в

зависимости от положения втулки (1) внутри корпуса-статора (2) РУС. На схеме (а) дана схема соответствующая случаю бурения без искривления, при котором внутреннее отверстие эксцентриковой втулки (1), вал (3) соосны корпусу (2) РУС ($\Delta=0$), а долото (5) не имеет перекоса. В иных случаях, проиллюстрированных на других схемах (б, в), эксцентриковая втулка (1), проворачиваясь, занимает такую позицию в корпусе РУС, которая обеспечивает изгиб вала (3), перекося долото (5), изменение направления бурения и искривление скважины в направлениях, указанных на схемах (позиция б).

Преимуществами при бурении данным видом скважинного оборудования являются:

1. Качественный ствол скважины;
2. Возможность бурения в сложных геологических условиях;
3. Меньшая извилистость (плавная траектория);
4. Возможность бурения протяженных горизонтальных стволов (более 10км)
5. Снижение рисков возникновения аварий и осложнений;
6. Повышение скорости бурения за счет снижения сил трения и лучшей очистки ствола от шлама;
7. Осуществляется управление траекторией скважины.

2. Аналитическая часть

Первоначально бурение скважин наклонно-направленным методом ВЗД является эффективным с точки зрения экономики. Но при проводке скважины могут возникать проблемы, которые ведут к большим временным и экономическим потерям. Как правило, основные проблемы при бурении с помощью ВЗД появляются из-за неравномерного выбуривания горной породы, влияющие на качество открытого ствола, в последующем ведущие к осложненному спуску обсадной колонны. Присутствует риск прихвата бурильной колонны при бурении протяженных горизонтальных участков и участков с большими зенитными углами во время направленного бурения. При использовании роторной управляемой системы исключен режим слайдирования, что позволяет снизить риск возможной потери подвижности бурильной колонны, а постоянное вращение исключает «баклинг-эффект». На данный момент роторные управляемые системы занимают все большую долю на рынке.

Таблица 1 – сравнительные характеристики ВЗД и РУС

Критерии	ВЗД	РУС
1. Набор параметров кривизны	3,5-6 град/10м	до 15 град/10м
2. Снятие замеров	Статическое / не постоянное	Автоматическое / непрерывное
3. Влияние бурового раствора	да	нет
4. Средняя скорость проходки	25	79
5. Качество ствола скважины	низкое	высокое
6. Отход скважины от устья	~ 2000м	~ 4000 м
7. Экономическая выгода	Зависит от скважины	Зависит от скважины

1.1 Набор параметров кривизны

Выбор конкретного ВЗД или РУС при бурении наклонно-направленных скважин определяет возможность компоновки изменять параметры кривизны. Использование больших углов перекоса отклоняющей секции ВЗД сопровождается более интенсивным набором параметров кривизны, но накладывает возможные ограничения на частоту вращения бурильной колонны. На данный момент, у разных производителей, при использовании максимального угла перекоса в 2-3° возможно получить интенсивность искривления ствола скважины до 3,5-6 град/10м. Почти у всех производителей забойных двигателей существует ограничение на вращение. При использовании винтовых забойных двигателей для изменения угловых характеристик используются забойные инклинометрические системы, которые позволяют контролировать зенитный и азимутальный углы в режиме реального времени. Для изменения параметров необходимо остановить вращение и произвести слайдирование в заданном направлении. Основным недостатком использования ВЗД является невозможность изменения траектории при вращении БК. У ВЗД невозможно изменить угол перекоса без подъема компоновки на дневную поверхность

При использовании роторных управляемых систем корректировка ствола скважины производится при непрерывном вращении бурильной колонны, что позволяет выбирать угол перекоса во время бурения. Максимальная интенсивность искривления ствола скважины составляет 6-15 град/10м, в зависимости от применяемого типа роторной управляемой системы.

Таблица 2 – показатели набора параметров кривизны на месторождении в Западной Сибири

Параметр	РУС	ВЗД
Максимальная плановая интенсивность, град/10м	2,0	2,0
Максимальная фактическая интенсивность, град/10м	4,48	4,02
Средняя фактическая интенсивность, град/10м	1,87	1,94
Длина горизонтального ствола, м	583	387

Таким образом, использование РУС позволяет бурить скважины с высокими пространственными интенсивностями без незапланированных СПО и увеличенной по сравнению с ВЗД механической скоростью проходки, что приводит к значительному сокращению сроков бурения [16].

В основном, при проектировании скважин изначально закладывается максимальная интенсивность искривления, которая составляет 1,5-2 град/10 м, что позволяет применять оба типа оборудования с одинаковой эффективностью.

1.2 Снятие замеров

Инклинометрия угловых параметров в процессе бурения является одним из важных параметров. При бурении секций с использованием винтовых забойных двигателей, снятие замеров производится с помощью забойных инклинометрических систем. Среднее время передачи данных производится в течение 70-90 секунд. Контрольные телеметрические замеры производятся после пробуренного интервала, перед наращиванием. Получение данных контрольных телеметрических замеров возможно, как и до операции наращивания бурового инструмента, так и после ее выполнения. В интервале набора параметров траектории скважины контрольные телеметрические замеры производятся в необходимом месте в зависимости от оперативной обстановки. Получение данных телеметрического замера перед наращиванием бурового инструмента:

1. перед наращиванием и контрольным замером инструмент расхаживается на весь пробуренный интервал;
2. для выполнения контрольного телеметрического замера, после проработки и расхаживания, долото устанавливается на расстоянии 1-4 метра над забоем при включенных буровых насосах, инструмент фиксируется в неподвижном состоянии до момента, пока показания отклонителя не зафиксируются в одном положении;
3. производится выключение буровых насосов не менее чем на 40 секунд, инструмент остается в неподвижном состоянии;
4. производится включение буровых насосов с необходимым расходом промывочной жидкости, для обеспечения качественного

гидравлического сигнала и одновременно запускается вращение ротора или вращение верхнего привода без расхаживания;

5. после получения полной или минимально необходимой последовательности данных о контрольном телеметрическом замере, производится операция наращивания бурового инструмента;

Роторные управляемые системы снабжены трехосевой системой датчиков, регистрирующие любые отклонения от заданной траектории при непрерывном вращательном бурении. В случае отклонения, система автоматически определяет направление, необходимое для возврата на проектную траекторию. Данные положения компоновки на забое постоянно передаются на дневную поверхность для анализа и контроля, что исключает остановки для снятия замеров.

1.3 Влияние бурового раствора

Винтовые забойные двигатели эксплуатируются при использовании буровых растворов с плотностью не более 2000 кг/м³, включая азрированные растворы и пены, с содержанием песка до 1 % по весу, максимальным размером твердых частиц до 1 мм, и забойной температуре до 103 градусов Цельсия.

Роторные управляемы системы в меньшей мере зависят от параметров буровой промывочной жидкости, так как конструктивные особенности позволяют прокачивать буровой раствор любого типа, который применим к конкретным горно-геологическим условиям.

1.4 Средняя скорость проходки

На большинстве скважин, где бурение велось при помощи роторных управляемых систем, отмечают повышение МСП по сравнению с ВЗД. Таким образом, к примеру, на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении средняя скорость проходки на четырех скважинах составила 16м/ч при использовании РУС, что является вдвое быстрее, если бы применяли винтовые

забойные двигатели [14]. Таким образом, сокращается цикл строения скважин с горизонтальным окончанием на три дня.

В 2014 г. компания «Роснефть» пробурила скважину с секцией под эксплуатационную колонну длиной 2500 м. за одно долбление, увеличив механическую скорость проходки на 21% с использованием РУС [17].

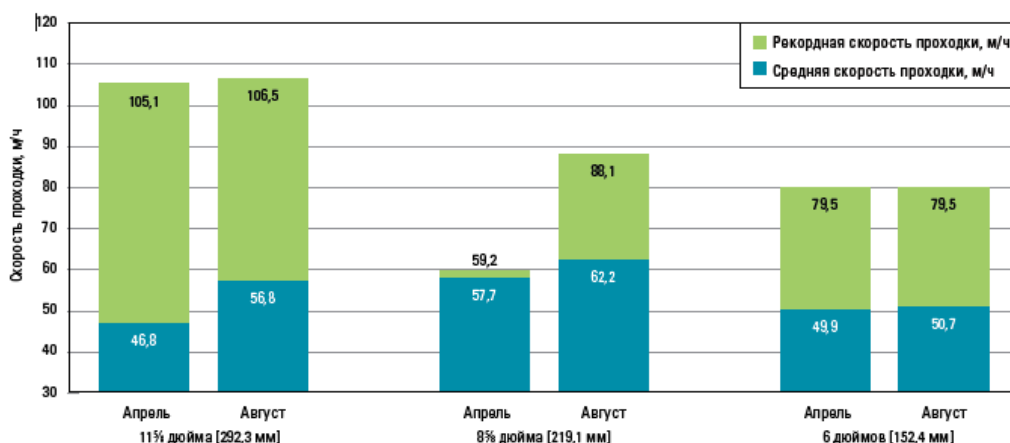


Рисунок 28 – график скорости проходки РУС

ПАО «Оренбургнефть», используя ВЗД отечественных производителей провело опытно-промышленные работы при строительстве эксплуатационных скважин, задача которых являлась повышение механической скорости проходки и достигла показателей от 23 до 26 м/ч. Превышение плановой скорости в среднем составляла 17%. Переменное бурение слайд/ротор существенно сказывается на механической скорости проходки

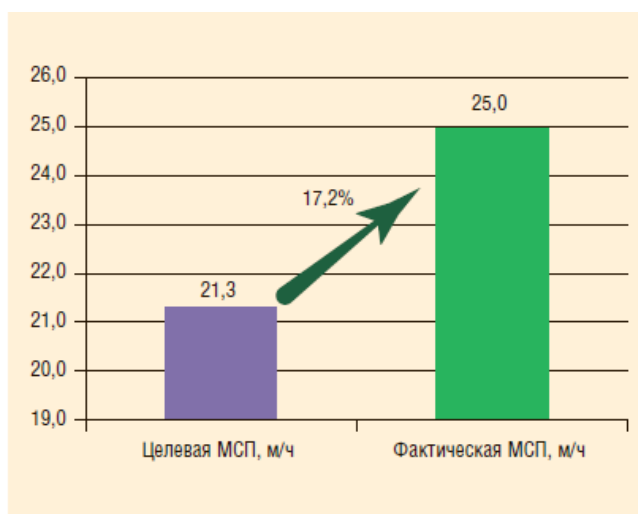


Рисунок 29 – график скорости проходки ВЗД

1.5 Качество ствола скважины

Немаловажным показателем является качество ствола скважины. При бурении винтовыми забойными двигателями, ствол скважины получается волнообразным, с резкими перегибами, с микро-кавернами из-за разности в диаметре ствола скважины при вращательном и направленном бурении. Такие осложнения возникают из-за необходимости корректировки траектории. При таком режиме бурения отсутствует вращение БК, поэтому ствол вырабатывается не равномерно и уменьшает способность промывочной жидкости качественно выносить шлам на поверхность, по причине того, что БК лежит на стенке скважины. Бурение роторными управляемыми системами производится с постоянным вращением БК, что снижает вероятность осложнений и увеличивает качество проработки ствола.

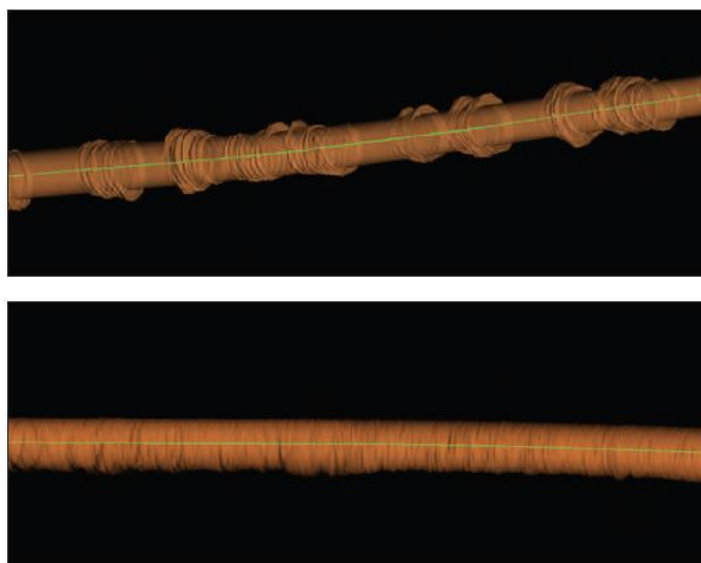


Рисунок 29 – качество ствола скважины, построенного по данным каверномера:
сверху – ВЗД, снизу – РУС [15]

1.6 Отход скважины от устья

Исходя из выше перечисленных характеристик оборудования, преимущество имеют роторные управляемые системы. Из-за более качественного ствола скважины, большей механической скорости проходки и постоянного вращения бурильной колонны появляется возможность

пробуривать более протяженные участки. Среднее отклонение конечной точки от устья при использовании роторных управляемых систем составляет 4000 м. Бурение длинных горизонтальных участков при помощи забойного двигателя является трудоемким процессом, так как по мере удлинения участка контроль положения отклонителя двигателя становится все сложнее. При направленном бурении при помощи забойного двигателя БК не вращается, буровой раствор находится в статичном состоянии, по этой причине буровой шлам не выносятся надлежащим образом на дневную поверхность и может скапливаться вокруг бурильной колонны, вследствие чего происходит дифференциальный прихват. При проталкивании долота двигателем в отсутствие вращения БК, сила трения увеличивается, в тоже время как постоянное вращение роторной управляемой системы исключает эту проблему.

1.7 Экономическая выгода

Средняя механическая скорость проходки с применением винтовых забойных двигателей существенно меньше, чем у роторных управляемых систем. При эксплуатации РУС время бурения скважины сокращается на 25-30 процентов, что является экономией денежных средств. Таким образом, при использовании роторных управляемых систем увеличивается рейсовая скорость, что приводит к сокращению времени проводки скважины и экономии ресурсов.

Так же, при бурении РУС уменьшается степень аварийности, повышается качество ствола скважины, соблюдение проектного профиля, улучшение очистки ствола скважины.

3 Прикладная часть.

3.1 Геологическая часть.

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 3. Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 4. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 5. Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 6. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в таблице 7.

Таблица 3 – Стратиграфический разрез скважины

СТРАТИГРАФИЯ	Интервалы (верт), м		Интервалы (по стволу), м		Мощность, м
	от	до	от	до	
Четвертичные отложения	0	40	0	40	40
Черталинская свита	40	270	40	270	230
Тавдинская свита	270	420	270	423	153
Люлинворская свита	420	610	423	616	193
Талицкая свита	610	670	616	677	61
Ганькинская свита	670	720	677	728	51
Славгородская свита	720	780	728	789	61
Ипатовская свита	780	850	789	861	72
Кузнецовская свита	850	870	861	882	21
Покурская свита	870	1645	882	1673	791
Киялинская свита	1645	2220	1673	2260	587
Тарская свита	2220	2330	2260	2376	116
Куломзинская свита	2330	2623	2376	2786	410
Баженовская свита	2623	2649	2786	2845	59
Васюганская свита	2650	2685	2847	3690	843

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	40	Почвенно-растительный слой, пески аллювиальные, озерные, болотные пески, глины, суглинки.
N	40	270	3/серые алевритистые глины с редкими прослоями песков и линзами бурового угля.

Продолжение таблицы 4

P3	270	420	Супеси с прослоями песков и глин, линзами бурового угля.
P3 – P2	420	610	З/серые алевритистые глины с редкими прослоями песков и линзами бурового угля.
P2	610	670	Глины диатомовые серые, з/серые.
P1	670	720	Глины темно-серые, алевритистые с прослоями супесей, местами опоковидные.
K2	720	780	Серо-цветные глины с прослоями мергелей, известковистых алевролитов.
-“-	780	850	Серо-цветные глины с прослоями алевролитов, песчаников и песков.
-“-	850	870	Переслаивание серо-цветных песчаников, алевролитов и глин.
-“-	870	1645	Переслаивание алевритистых и песчаных глин зеленовато-серого цвета с прослоями алевролитов и глинистых песков.
K2 – K1	1645	2220	Серые пески и песчаники с прослоями серых алевритистых и песчаных глин и алевролитов.
K1	2220	2330	Переслаивание песков и глин.
-“-	2330	2623	Глины пестроцветные, пески, алевролиты, гравелиты.
-“-	2623	2649	Переслаивание песчаников и алевролитов, с прослоями аргиллитов.
-“-	2649	2650	Аргиллиты серые с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей, известняков.
J3	2650	2685	Аргиллиты буровато-черные битуминозные, окремненные, с пропластками известковистых аргиллитов.

Таблица 5 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс/мм ²	Твердость, кгс/мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	От	До											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q–P1	0	870	глины, супеси, суглинки, пески.	2,2 2,0 2,0 1,9	10 8 8 35	0,001 - - 0,6	90 40 60 10	1-2 1 1 1-2	15 - - 12	- - - -	1,1-4,5 1,1-4,5 1,1-4,5 1,1-4,5	II II II I-II	M
K2– K1	870	1645	глины, алевролиты, песчаники, пески.	2,2 2,0 2,3 1,9	10 15 31 35	0,001 0,05 0,5 0,6	90 20 7 10	1-2 4 1-2 1-2	15 21-164 9-213 12	- 29-182 14-234 -	1,1-4,5 1,6-4,3 1,1-4,5 1,1-4,5	II I-IV III-VIII I-II	MC
K1	1645	2623	глины, алевролиты, аргиллиты, песчаники, пески.	2,2 2,0 2,6 2,3 1,9	10 15 10 31 35	0,001 0,05 0,001 0,5 0,6	90 20 100 7 10	1-2 4 1-3 1-2 1-2	15 21-164 30-182 9-213 12	- 29-182 44-210 14-234 -	1,1-4,5 1,6-4,3 1,8-4,2 1,1-4,5 1,1-4,5	II I-IV I-III III-VIII I-II	MC, C
J3	2623	2685	аргиллиты, алевролиты, песчаники,	2,6 2,1 2,3	10 15 25	0,001 0,05 0,3	100 20 7-10	1-3 3-5 1-2	30-182 21-164 9-213	44-210 29-182 14-234	1,8-4,2 1,6-4,3 1,1-4,5	I-III I-IV III-VIII	C

Таблица 6 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент						Температура в конце интервала, град. °С	Источник получения
	От (верх)	До (низ)	Пластового давления		Гидроразрыва пород		Горного давления			
			величина кгс/см ² на м	источник получения	величина кгс/см ² на м	источник получения	величина кгс/см ² на м	источник получения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q– P1	0	300	0,100	расчет	0,200	расчет	0,22	расчет	12	РФЗ
K2	300	770	0,100	-“-	0,200	-“-	0,22	-“-	28	-“-
K2– K1	770	1650	0,100	-“-	0,170	-“-	0,22	-“-	59	-“-
K1– J3	1650	2600	0,100	-“-	0,165	-“-	0,23	-“-	94	-“-
J3	2600	2680	0,103	-“-	0,160	-“-	0,23	-“-	96	-“-

Таблица 7 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность кг/м ³	Подвижность Дарси/сП	Содержание серы % /парафина в %	Дебит м ³ /сут	Пластовое давление кгс/см ²	Газовый фактор, м ³ /м ³	Относительная по воздуху плотность газа	Динамический уровень в конце эксплуатации, м	Температура жидкости в колонне на устье скваж. При экспл.,град.	Давление насыщения, МПа
	от	до											
Ю ₁ ³⁻⁴	2620	2660	Поров.	846	0,003	0,38/2,6	28,4	260	92,4	1,208	2390	35-40	8

3.2 Конструкция скважины.

Основными задачами бурения эксплуатационной скважины являются:

1. Обеспечение проводки скважины по заданным целям;
2. Обеспечение безаварийную проводку ствола скважины;
3. Закончить строительство скважины в пределах запланированных сроков;
4. Обеспечение качественное крепление обсадных колонн скважины

Таблица 8 – Данные по скважине

Назначение скважины		Эксплуатационная
Тип		Наклонно-направленная с горизонтальным окончанием
Альтитуда стола ротора, м		+ 142,15м
Альтитуда земли, м		+ 131,45м
Геологические данные		
Кровля проектного горизонта	Глубина по стволу, м	2990,4
	Верт. глубина, м	2680,45
Планируемая общая глубина	Глубина по стволу, м	3690,4
	Верт. глубина, м	2685,18
Пластовое давление, кгс/см ²		271
Характеристики цели		
Проектный горизонт		васюганская свита Ю ₁ ³⁻⁴
Радиус допуска до Т ₁ , м		50
Коридор отметки по вертикали Т ₂ , м		±1

Таблица 9 – Конструкция скважины

Обсадная колонна				
№	Тип колонны	Диам. долота, мм	Диам. колонны, мм	Глубина спуска, м
1	Направление	393,7	323,9	50
2	Кондуктор	295,3	244,5	1014
3	ЭК	220,7	168,3	2990
4	Хвостовик	142,9	114	2915-3690

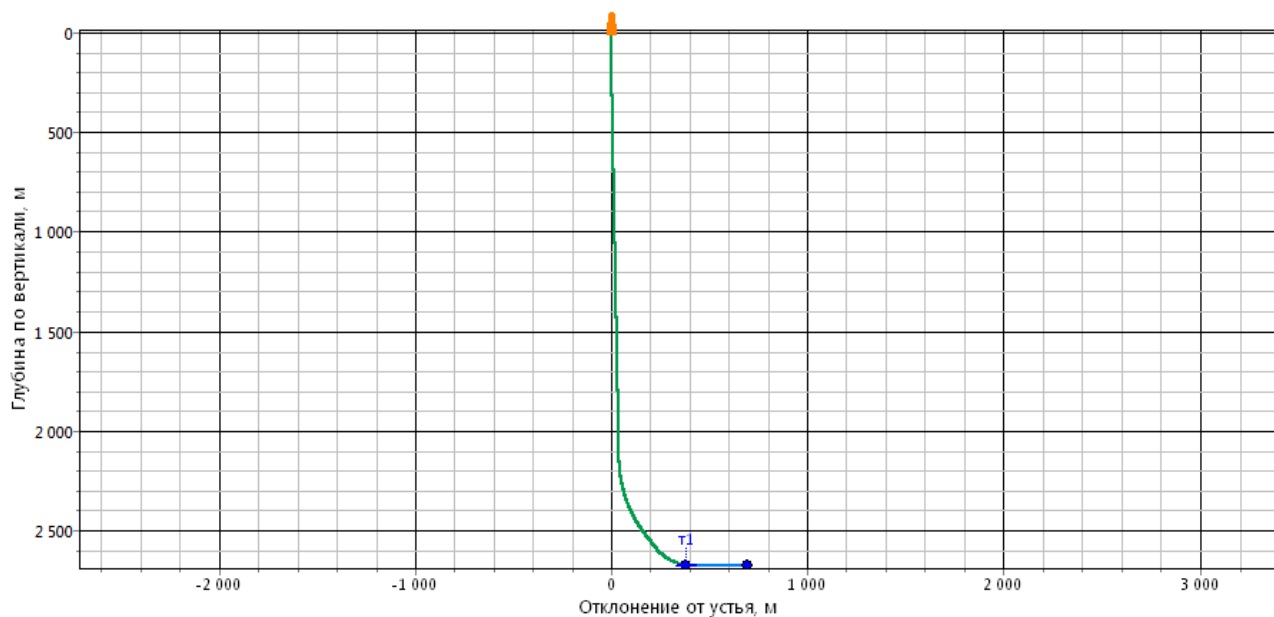


Рисунок 30 - Вертикальная проекция - развертка

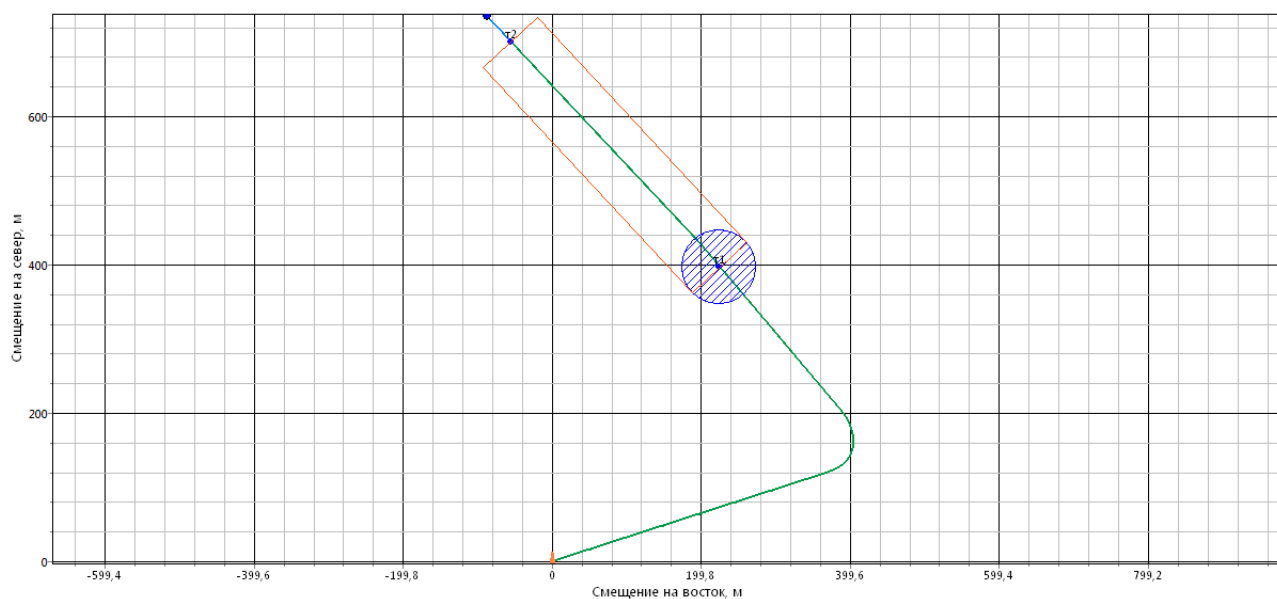


Рисунок 31 - Горизонтальная проекция

3.3 Выбор оборудования для проводки скважины

Бурение секции под направление ведется роторной компоновкой низа бурильной колонны. Бурение интервала под кондуктор производится компоновкой с винтовым забойным двигателем.

Основной вопрос состоит в выборе КНБК для бурения секции хвостовика. Рассмотрим два типа с применением ВЗД и РУС. Далее

представлены две наиболее подходящие компоновки для горно-геологическим условий Западной Сибири, исходя из опыта ранее пробуренных скважин.

Таблица 10 – Схема КНБК с применением РУС.


Эскиз	№	Элемент	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина, м
	16	ТБПК-88,9х9,35	88,9	70,2	До устья
	15	ТБТ-88,9х15,9	88,9	57,1	24
	14	Яс-120	125,5	56	6,7
	13	ТБТ-88,9х15,9	88,9	57,1	24
	12	ТБПК-88,9х9,35	88,9	70,2	650
	11	Переводник	121,6	68	1
	10	НУ-127	127	82	1,83
	9	БТ компрессион.	89	68,8	8,55
	8	Калибратор	120,7	60	2,15
	7	Переводник	121,6	68	0,77
	6	БТС	120,7	38	3,37
	5	Калибратор	127,5	38	1
	4	MWD	120,7	38	7,15
	3	Калибратор	120,7	38,2	10
2	РУС Autotrack	120,7	29	10	
1	PDC V613DG1X	142,9		0,33	

Таблица 11 – режим бурения

Долото	142,9 PDC
Способ бурения	Турбинно-роторный
Нагрузка на долото – бурение	8-12 тн
Частота вращения (ВЗД)	100-150 об/мин.
Производительность буровых насосов	32 л/сек
Давление	11-13 МПа

Таблица 12 – Схема КНБК с применением ВЗД

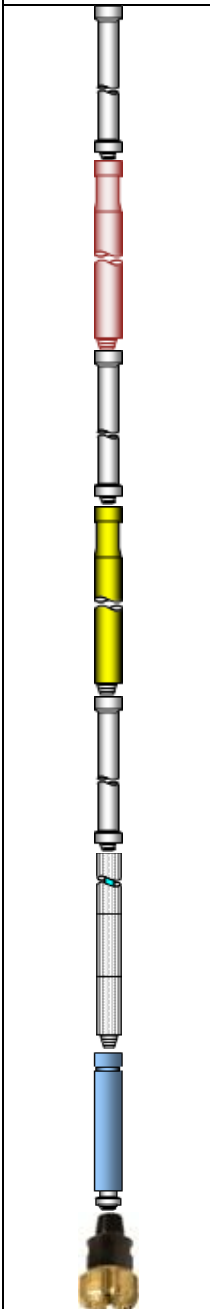
Эскиз	Элемент	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина, м
	ТБПН-89*9	89	80	До устья
	Яс -120	120,5	67	6
	ТБПН-89*9	89	71	400
	УБТ-120	120	80	45
	ТБПН-89*9	89	71	600
	ЗТС АТС-120	121	60	8
	Двигатель ДРУ-120 (угол перекоса 0,75°)	122		9
	Долото PDC 142,9 E6813 S096U	142,9		0,3

Таблица 13 – режимы бурения

Долото	PDC 142,9 E6813 S096U
Способ бурения	Турбинно-роторный
Нагрузка на долото – бурение	8-10 тн
Частота вращения (ВЗД)	100-150 об/мин.
Производительность буровых насосов	14-18 л/сек
Давление	12-16 МПа

Угол перекоса на ВЗД 0,75°. Расчетная интенсивность набора угла при 100% направленном бурении составляет примерно 2° на 10м. При бурении с

вращением бурильной колонны естественная тенденция КНБК, не зависящая от геологических причин, составляет примерно 0.15° на 10м на снижение зенитного угла.

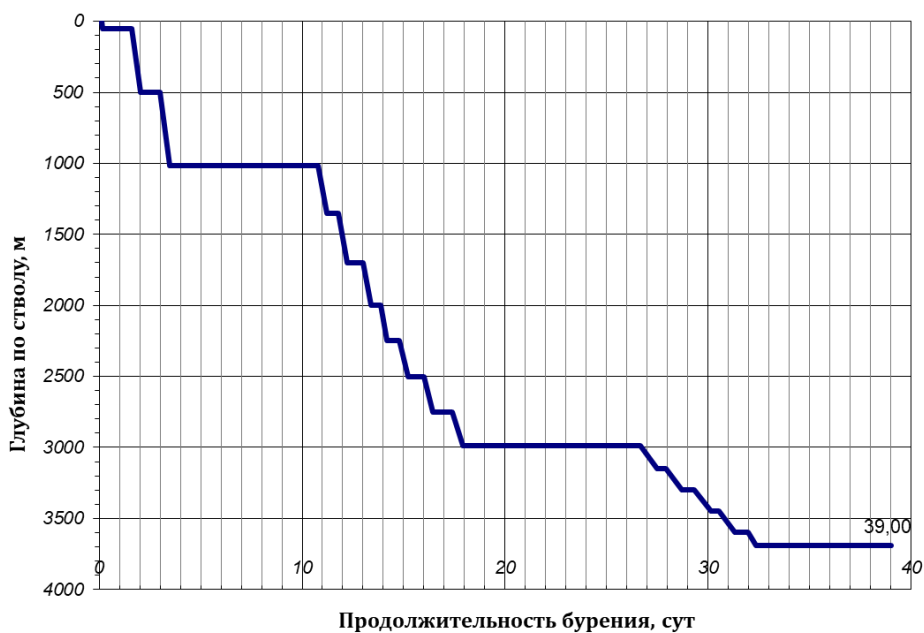


Рисунок 32 –график строительства скважины при бурении ВЗД

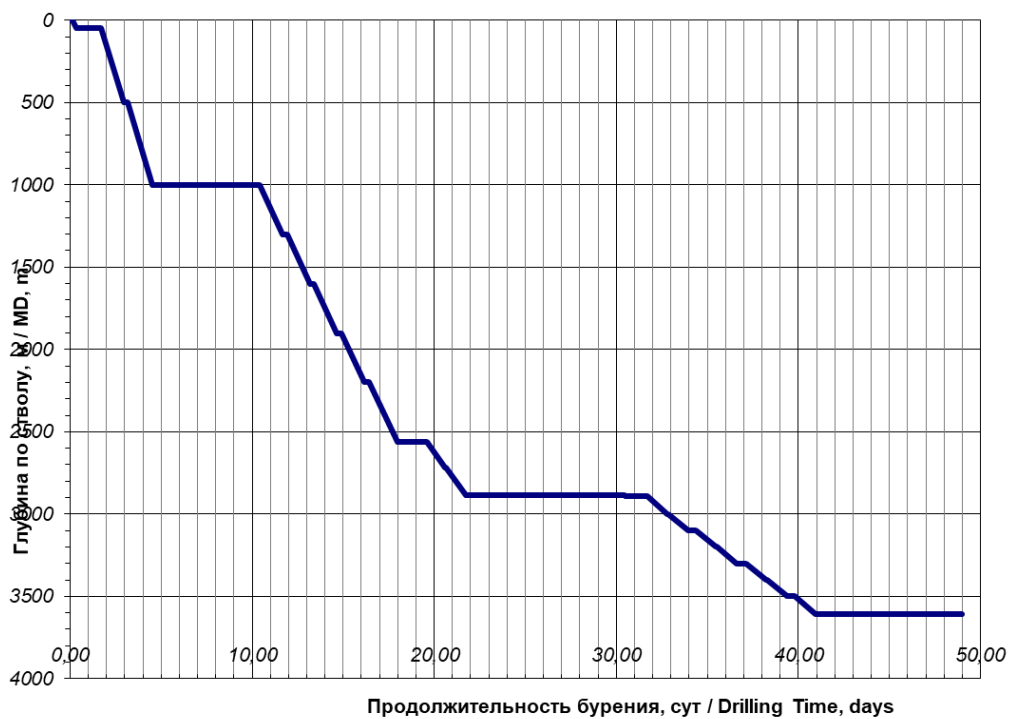


Рисунок 33 –график строительства скважины при бурении РУС

3.4 Экономический эффект

Общий эффект от внедрения РУС подсчитать практически невозможно, но, принимая во внимание усредненные показатели, которые достигаются при строительстве скважин, можно прогнозировать: сокращение времени на бурение на 10-15%, экономию электроэнергии на 5-10%, уменьшение объема используемого бурового раствора и химических реагентов на 15-20%. Что в общем является экономией денежных ресурсов

Аргументированный и технически правильный выбор ВЗД или РУС – способен существенно увеличить эффективность и уменьшить затраты. Подбор того или иного оборудования должен производиться только на основании качественного проектирования и расчета возможных расходов, при этом необходимо правильно подбирать компоновку низа бурильной колонны, горно-геологические особенности местности, конструкцию скважины, технические характеристики буровой установки и прочие нюансы. Роторная управляемая система имеет преимущества при бурении сложных участков скважины с небольшим кругом допуска. ВЗД способен обеспечивать подобные результаты, в мощных пластах и если направленное бурение будет минимизировано.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В этом разделе выпускной квалификационной работы проводится расчет затрат на внедрение оборудования для наклонно направленного бурения в производственную систему разработки нефтегазовых месторождений, и расчет целесообразности и экономичности использования роторных управляемых систем взамен винтовым забойным двигателям.

В данной дипломной работе проведена сравнительная характеристика оборудования для наклонно направленных скважин. Выбрано подходящее оборудование для бурения в определенных горно-геологических условиях, увеличивающее ресурсоэффективность и снижающее экономические затраты на строительство скважин.

4.1 SWOT-анализ

SWOT-анализ представлен совокупным обзором инженерного проекта. Его применение заключено в описании преимуществ и недостатков проекта, для того что бы у организации или менеджера проекта появилась отчетливая картина.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 1.

Таблица 14 – Матрица SWOT

	Сильные стороны	Слабые стороны
	научно-исследовательского проекта:	научно-исследовательского проекта:
	С1. Увеличение механической скорости проходки.	Сл1. Необходимость замены на более мощные буровые насосы.

Продолжение таблицы 14

	<p>С2. Сокращение сроков строительства скважин.</p> <p>С3. Не требуется переквалификация кадров.</p> <p>С4. Исключение возможных осложнений при бурении.</p> <p>С5. Простота в применении.</p> <p>С6. Большой срок службы.</p>	<p>Сл2. Дороговизна оборудования.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Существование потенциального спроса на альтернативные способы бурения со стороны буровых компаний.</p> <p>В2. Сокращение количества спуско-подъемных операций.</p> <p>В3. Постоянное вращение бурильной колонны – постоянная шаблонировка ствола скважины, и</p>	<p>1. Повышение спроса на оборудования из-за усложнения конструкции скважины.</p> <p>2. Увеличение рейсовой скорости бурения скважины из-за увеличения механической скорости бурения и сокращения количества спуско-подъемных операций</p>	<p>Вероятность неправильного использования оборудования из-за низкой квалификации кадров.</p>

Продолжение таблицы 14

уменьшение вероятности прихвата		
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Более дешевые аналоги оборудования.</p> <p>У2. Возможные погрешности в проводке ствола из-за ошибок в специализированном программном обеспечении.</p>	<p>1. Не окупаемость оборудования при бурении некоторых скважин.</p>	<p>1. Незаинтересованность буровых сервисных компаний в переходе на данный вид оборудования из-за дороговизны.</p> <p>2. Простой оборудования из-за применения более дешевых аналогов.</p>

4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Исследование конкурентноспособных технических решений со стороны ресурсоэффективности и ресурсосбережения дает возможность осуществить оценку сравнительной эффективности роторных управляемых систем с винтовыми забойными двигателями и определить направления для ее будущей модернизации. Данный сравнительный анализ позволяет корректировать оборудование, чтобы быть конкурентоспособным. Важно реально оценить преимущества и недостатки конкурентного оборудования.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

1. технические характеристики разработки;
2. уровень проникновения на рынок;
3. бюджет разработки;
4. конкурентоспособность разработки;

5. финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Таблица 15 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _{рус}	Б _{взд}	К _{рус}	К _{взд}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,2	8	5	3	4
2. Удобный в эксплуатации	0,15	4	6	4	1
3. Надежный	0,11	3	5	2	2
3. Простота эксплуатации	0,08	2	3	1	2
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Конкурентоспособность продукта	0,1	3	3	2	2
2. Уровень проникновения на рынок	0,04	1,5	1,5	0,5	0,5
3. Цена	0,14	6	3	2	3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,11	5	3	2	1
5. Обслуживание	0,07	2	2	2	1
Итого	1	34,5	31,5	18,5	16,5

Б_{рус} – Бурение с применением роторных управляемых систем;

Б_{взд} – Бурение с применением винтовых забойных двигателей.

Проведя анализ данной таблицы, делается вывод, что роторные управляемые системы составляют достойную конкуренцию винтовым

забойным двигателям по нескольким критериям. Но для успешной реализации оборудования необходимо проводить рекламную кампанию, подкрепляя успешными испытаниями в производственной сфере.

Развитая сфера конкурентноспособности объясняется большой разновидностью скважинного оборудования для бурения на рыночной площадке.

4.3 Формирование организационной структуры управления инженерным проектом

Формирование структурной схемы имеет базисную роль, так как при нем формируются основные характеристики организации, а также тенденции, согласно которым должно быть реализовано более подробное проектирование, как организационной структуры, так и других важнейших качеств системы (внутриорганизационного экономического механизма, методов обработки информации, кадрового обеспечения).

Самым распространённым видом структуры иерархического типа является линейно-функциональная (рисунок 34). В основу её построения положены: линейная вертикаль управления и специализация управленческого труда по функциональным подсистемам организации (маркетинг, производство, исследования и разработки, финансы, персонал и др.).

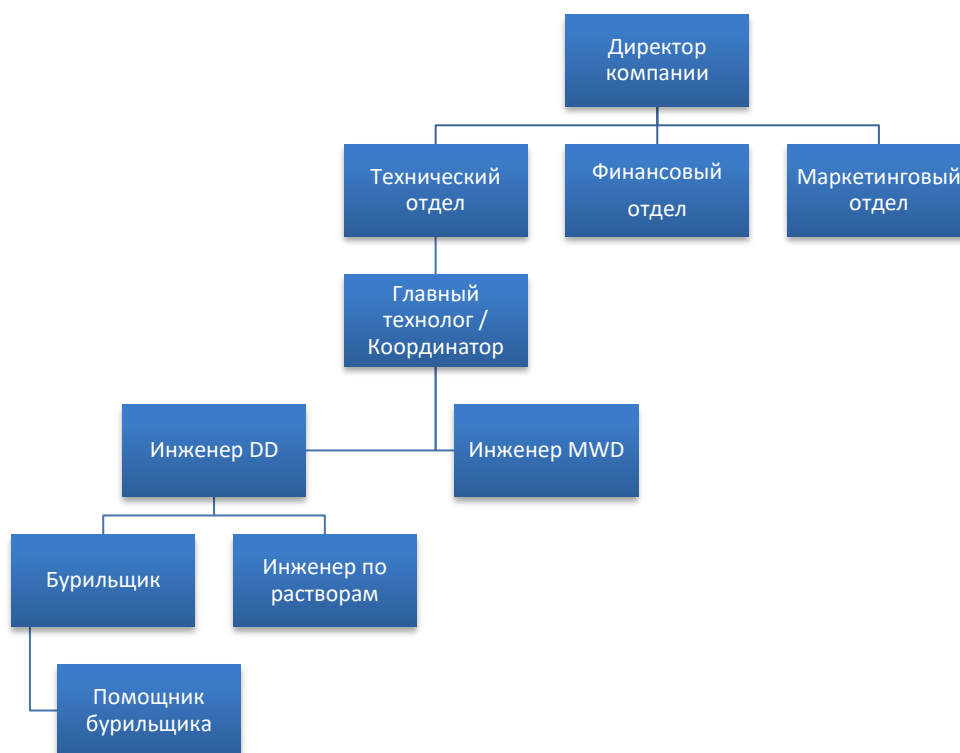


Рисунок 34 – Линейно-функциональная структура управления

4.4 Составление бюджета разработки и внедрения инженерных решений

Расчет фонда заработной платы персонала показан в таблице 16. Результаты данного расчета необходимы для определения калькуляции себестоимости модернизации буровой установки, приведенной в таблице 17.

Таблица 16 – Расчет фонда заработной платы персонала

Исполнитель	Оклад, тыс.руб. /мес	Среднедневная ставка, руб./день	Затраты времени, дни	Кэфф.	Фонд з/платы, тыс. руб.
Главный технолог/ Координатор	180	6000	12	3,5	210
Инженер DD	126	4200	12	3,5	147

Продолжение таблицы 16

Инженер MWD	120	4000	12	3,5	140
Бурильщик	111	3700	12	3,5	130
Инженер по растворам	90	3000	12	3,5	105
Помощник бурильщика	84	2800	12	3,5	98
Итого					829

Таблица 17 – Калькуляция себестоимости продукции

Наименование статей расхода	Ед. изм.	Сумма, тыс. руб.
Топливо на технологические цели	л.	150
Энергия всех видов на технологические цели	кВт	220
Заработная плата полевого персонала	руб.	333
Закупка бурового скважинного оборудования	руб.	14000
Доставка нового оборудования на месторождение	руб.	2000
Заработная плата ИТР	руб.	497
Общепроизводственные расходы	руб.	210
Итого	руб.	17410

4.5 Проведение анализа безубыточности инженерного проекта

Так как бурение роторными управляемыми системами производится только для бурения наклонно направленных и горизонтальных участков под эксплуатационную колонну с большой протяженностью, а для остальных применяются винтовые забойные двигатели или роторные компоновки. Проведем сравнительный анализ целесообразности применения такого вида оборудования.

Дана скважина глубиной 5000 метров и горизонтальным окончанием 2000м. При использовании винтовых забойных двигателей на горизонтальном участке происходит снижение механической скорости проходки и повышенный износ бурильного инструмента. По этому рационально применять компоновки низа бурильной колонны с использованием роторных управляемых систем. Срок строительства скважины по графику глубина-день составляет 35 суток. Так же стоит учесть, что при бурении применяется силовой верхний привод и буровые насосы типа УНБТ 1080L в количестве 2 штук.

Приблизительная стоимость горизонтальной скважины, глубиной 5000 метров и более составляет порядка 150 млн. рублей.

Проведя анализ использования роторных управляемых систем, можно сделать вывод, что из-за постоянного вращения бурильной колонны осевая нагрузка на долото доходит на 83%. Что увеличивает механическую скорость в 1,5-2 раза. Из-за сокращения количества спуско-подъемных операций, на которые затрачивается порядка 35% от времени всего строительства скважины, применение роторных управляемых систем сокращает сроки строительства наклонно горизонтальных скважин.

Главный положительный эффект применения РУС – снижение времени на бурение, а следовательно уменьшение затрат. Временные затраты из общей суммы составляют 20 млн. руб.

Таблица 18 – Исходные данные

Глубина скважины, м	L=5000
Продолжительность бурения с ВЗД, дни	$t_{\text{общ}}^0$
Продолжительность бурения с РУС, дни	$t_{\text{общ}}$
Время на спуско-подъемные операции с ВЗД, дни	$t_{\text{СПО}}^0$
Время на спуско-подъемные операции с РУС, дни	$t_{\text{СПО}}$
Время на бурение операции с ВЗД, дни	$t_{\text{бур}}^0$
Время на бурение операции с РУС, дни	$t_{\text{бур}}$
Скорость бурения с ВЗД, м/день	V_0
Скорость бурения с РУС, м/день	V
Стоимость бурения скважины, млн. руб.	C=150

Время на СПО с ВЗД:

$$t_{\text{СПО}}^0 = 0,35 \cdot t_{\text{общ}}^0 = 0,35 \cdot 35 = 12,25 \text{ дней} \quad (1)$$

значит время на СПО с РУС составит:

$$t_{\text{СПО}} = 0,3 \cdot t_{\text{общ}}^0 = 10,5 \text{ дней} \quad (2)$$

Также из экспериментальных данных:

$$V = 1,1 \cdot V_0 \quad (3)$$

Следовательно:

$$t_{\text{бур}} = \frac{t_{\text{бур}}^0}{1,1} = \frac{t_{\text{СПО}}^0 - t_{\text{общ}}^0}{1,1} = \frac{35 - 12,25}{1,1} = 20,68 \text{ дней} \quad (4)$$

Таким образом, общее время бурения с РУС составит:

$$t_{\text{общ}} = t_{\text{СПО}} + t_{\text{бур}} = 10,5 + 20,68 = 31,18 \approx 31 \text{ дней.}$$

Экономия времени составляет:

$$\Delta t = t_{\text{общ}} - t_{\text{общ}}^0 = 35 - 31 = 4 \text{ дня.} \quad (5)$$

Для того, чтобы выразить это в денежном эквиваленте, найдем стоимость одного дня бурения:

$$C_{1 \text{ дня}} = \frac{20 \text{ млн.}}{35} = 571400 \text{ руб.} \quad (6)$$

Общая экономия при сокращении буровых работ на 4 дня составит:

$$\Delta C = 4 \cdot 571400 = 2285600 \text{ руб.} \quad (7)$$

Значит, за год экономия составит более 20 млн. руб.

Стоит отметить, что ведется расчет на одну буровую установку. Персонал такой буровой установки бурит за год в среднем 10 скважин.

Ресурс роторной управляемой составляет примерно 12 000 м, а следовательно, при бурении эксплуатационных скважин глубиной до 5 000 м требуется заменять долото и сопутствующие материалы, в то время как насос УНБТ 1080L имеет гораздо больший срок службы и относится к постоянным затратам.

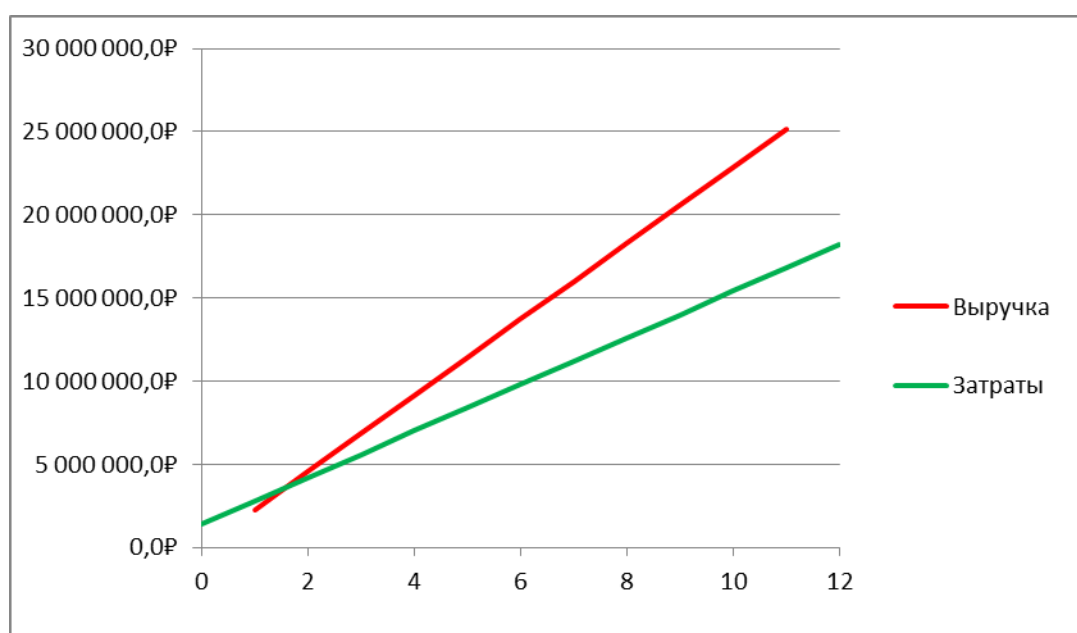


Рисунок 35 – График срока окупаемости

Из графика следует, что срок окупаемости составляет два месяца.

4.6 Оценка эффективности инженерных решений

Анализ экономических итогов проекта выполняется на основании годовых показателей, рассчитанных по годам продолжительности жизненного цикла реализации проекта.

ЧДД – по международной терминологии NPV – или интегральный эффект:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - S_t) \frac{1}{(1+n)^t}, \quad (8)$$

$R_t = \text{Пр} + A$;

где R_t – результаты, достигнутые на t -шаге расчета;

Пр – чистая прибыль;

A – амортизационные отчисления;

S_t – затраты, осуществляемые на том же шаге;

T – горизонт расчета, равный номеру шага расчета, на котором производится ликвидация объекта, т.е. последнему году жизненного цикла проекта;

n – норма дисконта.

На практике пользуются модифицированной формулой для определения ЧДД. Для этого из состава затрат S_t исключают капиталовложения и обозначают K_t – капиталовложения в год t . Сумма дисконтированных капиталовложений вычисляется как:

$$K^{\sim} = \sum_{t=0}^T K_t (1+n)^{-t}, \quad (9)$$

где t – год вложения средств.

Тогда:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{\text{Пр}_t + A_t}{(1+n)^t} - \sum_{t=0}^T K_t (1+n)^{-t}. \quad (10)$$

Если ЧДД>0, то проект является эффективным (при данной норме дисконта). Чем больше ЧДД, тем проект эффективнее.

Капиталовложения в первый год были определены при калькуляции себестоимости и составляют:

$$K_t = 8400000$$

$$\text{ЧДД} = \frac{2285600}{(1+0,1)^1} - \frac{8400000}{(1+0,1)^1} = 1904666 - 7000000 = 5095334 \text{ руб.} \quad (11)$$

ЧДД>0, следовательно, проект является эффективным.

4.7 Анализ потенциальных рисков и разработка мер по их управлению

Проектный риск – это совокупный риск осуществления реального инвестиционного проекта, включавший в себя все разновидности индивидуальных рисков. Определение риска в количественном выражении является изменением численных показателей проекта: чистой приведенной стоимости (ЧДД), внутренней нормы доходности (ВНД) и срока окупаемости.

Итогом качественного рассмотрения рисков считается описание неопределенностей, присущих проекту, факторов, вызывающие их, и, как итог, рисков проекта.

В следствии будет организован список рисков, каким подвержен проект. Затем их следует проранжировать согласно важности и величине вероятных потерь.

Действия по уменьшению проектного риска ведутся в 2-х направлениях: избежание возникновения вероятных рисков и сокращение влияния риска.

Целиком исключить риски почти невозможно, однако уменьшить их влияние руководитель способен, понижая влияние негативных условий. Следует в данном разделе сформировать список простых рисков, а также мероприятия по их уменьшению.

Таблица 19 – Риски и меры по ограничению их последствий

Виды рисков	Меры по ограничению последствий рисков
Изменения в законодательстве; Налоговый рост;	Мониторинг изменений в законодательстве РФ;
Появление конкурентного продукта	Систематическое изучение конъюнктуры рынка; Маркетинговые продвижения продукта;
Снижение платежеспособности потребителей; Инфляция; Рост цен на ресурсы;	Резервный фонд для покрытия непредвиденных расходов; Поиск поставщиков;
Непредвиденные обстоятельства;	Страхование транспортных перевозок и имущества;
Небрежность и не квалифицированность специалистов;	Определение систем воздействия к неисполнительным работникам;
Технологические нарушения или неправильная технологическая эксплуатация;	Обучение персонала работе на новом технологическом оборудовании;

Вывод

Результаты данного раздела подтверждают целесообразность использования роторной управляемой системы в сфере бурения.

SWOT-анализ показал, что РУСы обладают некоторыми преимуществами по сравнению с ВЗД.

Эффективность проекта подтверждается положительным ЧДД. А срок окупаемости в два месяца доказывает высокую степень экономичности при значительной себестоимости.

Анализ конкурентных технических решений позволил выявить, что способ бурения с использованием РУСов малоприменим ввиду его специфики применения. Однако в наше время ведется активный поиск альтернативных решений для бурения и использования РУСов является выгодным направлением и при хорошем продвижении способен составить конкуренцию применяемым на данный момент техническим средствам бурения.

5 Социальная ответственность

Введение

Социальная ответственность в этот период формирования общества приобрело обширное продвижение в абсолютно всех областях деятельности человека. Как правило, социальная ответственность рассматривается как одно из выражений обязанности в обществе. Ответственность равно как метод взаимодействия различных сил в обществе сопряжённая с исполнением тех или иных обязательств, предъявлением на данной основе требований к ответственному лицу или компании, а также применением систематизированных штрафов в случае невыполнения.

В этом разделе рассмотрим более подробно роль социальной ответственности в нефтегазовом деле, в частности в сфере бурения скважин на нефть и газ. А именно, рассмотрение пунктов связанных с исключением несчастных случаев на производстве; защитой здоровья работников; снижением вредных факторов на окружающую среду; экономным расходом не возобновляемых природных ресурсов. В ходе данной дипломной работы был произведен сравнительный анализ технических средств для бурения наклонно направленных скважин: роторные управляемые системы и винтовые забойные двигатели.

5.1 Производственная безопасность

Значимость вопроса безопасности жизнедеятельности обусловлена тем, то что современный человек проживает в обществе угрозы со стороны технических, экологических, антропогенных, природных, социальных и других факторов. Вопросы безопасности, оценки риска и защиты от опасностей сопровождали общество с периода его возникновения. Приспособление человека к окружающему миру и увеличение его защищенности реализуется посредством подготовки персонала к труду и применение средств коллективной и индивидуальной защиты. Возникают все новые проблемы, в

частности вопрос сбережения человеческого здоровья на производстве, возникает нужда предотвращать воздействие опасных и вредных факторов производства.

Согласно работе, производственная безопасность – система мер по защите жизни и здоровья персонала предприятий и граждан, их имущества, окружающей природной среды от вредных и опасных факторов, возникающих при авариях на опасных производственных объектах. В данной части был произведен анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при разработке или эксплуатации оборудования.

Далее показана таблица 20 опасных и вредных факторов, которые могут возникнуть на производстве.

Таблица 20 – Опасные и вредные факторы при работе с оборудованием

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работы на буровой установке, на роторной площадке	1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 2. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 3. Повышенный уровень вибрации;	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;	1. "СанПиН 2.2.4.548-96. 2.2.4. 2. ГОСТ 12.1.003-83 3. ГОСТ 12.1.012-2004;

Продолжение таблицы 20

	<p>4. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны</p>	<p>3. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;</p> <p>4. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.</p>	<p>4. СП 52.13330.2011 Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*</p> <p>3. ПБ-08-624-03 (15)</p> <p>4. ПОТ Р М-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00; ПУЭ-7</p> <p>5. Р 2.2.2006-05</p>
--	--	--	---

5.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.

Ниже приводятся опасные и вредные факторы, которые может создать объект на месторождении:

1. Большой вес оборудования, который исключает его подъем физической силой человека;
2. Повышенная опасность при транспортировке оборудования;
3. Возможность падения оборудования при сборке компоновки низа бурильной колонны;
4. В холодное время года для прогрева оборудования используется пар, который может привести к термическому ожогу работника.

5.3 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования на предприятии.

Буровая установка представляет сложный и массивный рабочий объект, состоящий из множества механизмов и различных технических узлов. Получение травм возможны ввремя СПО, падения с высоты 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. Механические травмы. Опасность механических травм при производстве буровых работ возникает при неисправности перил, лестниц, при производстве спуско-подъемных работ, при производстве работ на высоте, при падении с высоты различных предметов, от движущихся и вращающихся частей машин и механизмов, не оборудованных кожухами и ограждениями (ротор, буровые насосы, лебедка, ключи АКБ, ПКБ), при проведении погрузочно-разгрузочных работ, при монтаже и демонтаже буровой установки, при захламленности пола и т.д.

2. Поражение электрическим током. Данный вид опасности возникает при контакте с голыми токоведущими частями, которые находятся под напряжением или при контакте с металлическими частями которые могут оказаться под напряжением, например, при нарушении изоляции.

3. Взрыв. Опасность взрыва на буровой установке может возникнуть при неправильном хранении горюче-смазочных материалов, высокой концентрации взрывоопасных веществ, от систем, находящихся под давлением, из-за неосторожного обращения с огнем вблизи взрывоопасных объектов.

4. Пожар. Опасность пожара возникает в следующих случаях: при неправильной эксплуатации электроустановок, неосторожном обращении с открытым огнем (при курении в неразрешенном месте, сварке), при неправильном хранении и использовании горюче-смазочных материалов, самовозгорании (химическая реакция, удар молнии).

Кроме этого возможно воздействие вредных факторов, таких как метеоусловия на рабочем месте, освещение, шум, вибрация, концентрация вредных веществ.

Метеоусловия на рабочем месте. Работа на буровой происходит на открытом воздухе, в результате чего на рабочих действуют различные климатические условия (дождь, снег, ветер, температура окружающей среды).

Освещение. Недостаточное освещение вредно влияет на организм человека. На буровой установке используется искусственное и естественное освещение.

Шум, вибрация. Возникают при использовании различного технологического оборудования (насосы, лебедка, вибросита, двигатели, ротор, компрессор).

Концентрации вредных веществ. Возникают при приготовлении буровых растворов и работе с химическими реагентами, при испарении нефти и газа, от выхлопных газов двигателей внутреннего сгорания.

5.4 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.

5.4.1 Мероприятия по устранению опасных и вредных факторов.

Обучение работников безопасным методам и приемам труда – один из способов снижения производственного травматизма. Обучение по охране труда включает в себя:

1. профессиональное обучение;
2. инструктаж по технике безопасности;
3. практическое обучение в виде стажировки на рабочем месте;
4. курсы повышения квалификации.

Все рабочие – как вновь принимаемые, так и переводимые с одной работы на другую, в том числе ранее прошедшие профессиональное обучение, допускаются к работе только прохождения инструктажа и сдачи экзамена по технике безопасности. Инструктаж по технике безопасности подразделяется на: первичный, повторный, внеплановый и целевой.

Кроме того, при принятии на работу администрация предприятия должна убедиться в достижении устраивающимся на работы установленного возраста (не моложе 18 лет), наличии медицинской справки о состоянии здоровья и наличии удостоверения о соответствующей квалификации.

Также для исключения получения механических травм необходимо использовать индивидуальные и коллективные средства защиты.

В таблице 21 представлен перечень средств индивидуальной защиты, необходимых для буровой бригады.

Таблица 21 – Средства индивидуальной защиты

Наименование	ГОСТ, ТУ	Потребность, шт
Куртка х/б на утепленной подкладке	ГОСТ 17222-71 (ТН)	На каждого члена бригады
Брюки х/б на утепленной подкладке	ГОСТ 18235-72 (ТН)	На каждого члена бригады
Валенки	ГОСТ 18724-80	На каждого члена бригады
Полушубок	ГОСТ 4432-71	На каждого члена бригады
Костюм брезентовый	ГОСТ 12.4.039-78	На каждого члена бригады
Сапоги кирзовые	ГОСТ 5394-74(3)	На каждого члена бригады
Рукавицы	ГОСТ 12.4.010-75	На каждого члена бригады
Каска защитная «Труд»	ОСТ 39-124-82	На каждого члена бригады
Подшлемник под защитную каску «Труд»	ТУ 17-08-149-81	На каждого члена бригады

Продолжение таблицы 21

Полусапоги юфтевые на резиновой виброгасящей подошве	ТУ 17 РСФР 11-39-20 (МВ)	На каждого члена бригады
Рукавицы антивибрационные	ГОСТ 12.4.010	На каждого члена бригады
Респиратор фильтрующий «Лепесток»	ГОСТ 12.4.028-76	На каждого члена бригады
Предохранительный пояс верхового рабочего	ВТУ 40-70 исполнение ВМ	2
Монтажные когти и пояса		2
Противошумы (НИАТ, МИОТ, ХН)	ТУ 1-01-0201-79	На каждого члена бригады
Виброгасящие коврики под ноги у пульта бурильщика и ключа АКБ-ЗМ		2
Щиток-маска электросварщика		1
Очки защитные для газосварщика		6
Подставка диэлектрическая (с ковриком)		2
Диэлектрические перчатки резиновые		6
Респираторы противопылевые	ГОСТ 1274.028-76	На каждого члена бригады

К коллективным средствам защиты от вращающихся частей бурового оборудования следует отнести установку оградительных, предохранительных,

блокирующих, сигнализирующих средств (кожухи, ограждения, сирены и т.д.), а также установка систем дистанционного управления механизмами.

5.4.2 Мероприятия по устранению механических травм.

Данные мероприятия проводятся согласно следующим нормативным документам: отраслевые инструкции по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом от 1979 года, при ведении СПО в бурении от 1979 года, при спуске в скважину обсадных труб от 1982 года.

Буровое оборудование должно обеспечивать требования безопасности устройства и эксплуатации механизмов по ГОСТ 12.2.003-91.

Необходимо проводить следующие мероприятия:

1. проверка наличия на вращающихся и двигающихся частях механизмов кожухов и защитных ограждений;
2. согласно ГОСТ 12.4.026 – 76 «Цвета сигнальные и знаки безопасности» вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета;
3. проверка состояния пусковых и тормозных устройств, ремней, тросов, цепей;
4. наглядная проверка на механические повреждения;
5. проведение инструктажей по технике безопасности;
6. при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом;
7. при наличии грузоподъемного механизма использовать блокировки;
8. лестницы на буровой должны быть с уклоном не более 60°, с высотой перил 1 метр;
9. использование средств индивидуальной защиты (каска, предохранительные пояса, резиновые перчатки, кирзовые сапоги, резиновые сапоги, рукавицы брезентовые, защитные очки и т.д.).

5.4.3 Мероприятия по устранению поражений электрическим током.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

1. проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ), "Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок" 2001 г.

2. обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;

3. применение блокировочных устройств;

4. применение защитного заземления буровой установки;

5. применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;

6. допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

5.4.4 Мероприятия по предупреждению взрывов

Нормативные документы:

1. взрывоопасные работы должны проводиться согласно требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

2. сосуды, работающие под давлением должны соответствовать требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» от 2003 г.;

3. буровое оборудование должно изготавливаться во взрывобезопасном исполнении по ГОСТ 12.2.041 – 79.

Выделяют два основных типа взрыва:

1. физический (в результате удара молнии, пожара, превышении предельно допустимого давления);

2. химический (в результате химической реакции, при повышенных концентрациях взрывчатых летучих веществ в воздухе).

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

1. исключить наличие источников возгорания;
2. все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на соответствующее давление. Зависимость коэффициента запаса прочности от рабочего давления, приведена в таблице 22.

Таблица 22 – Рабочее давление и необходимый коэффициент запаса прочности

Рабочее давление кгс/см ² (МПа)	<200 (20)	200-560 (20-56)	560-650 (56-65)	>650 (65)
Коэффициент запаса прочности	1,5	1,4	1,3	1,25

Для предупреждения взрыва на буровой установке всё оборудование и трубопроводы, которые находятся под давлением, должны опрессовываться в зависимости от рабочего давления. Должен осуществляться контроль за давлением (манометры, датчики) и применяться перепускные и защитные устройства. Устье скважины при бурении должно быть обвязано и герметизировано в соответствии с утвержденной схемой обвязки противовыбросового оборудования и оборудования устья, предусмотренной в проекте на строительство скважины. Должен осуществляться постоянный контроль (каждую вахту) за исправностью противовыбросового оборудования, заземляющих устройств буровой установки, вентиляционных систем, контроль наличия газа в буровом растворе. Во всех взрывоопасных зонах исключить использование открытого огня, ремонтные и аварийные работы в этих зонах проводить с использованием обмедненного инструмента.

5.4.5 Мероприятия по устранению вредных факторов

5.4.5.1 Микроклимат

Должен соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для защиты от неблагоприятных климатических условий нужно использовать коллективные

средства защиты (система отопления, места для отдыха и обогрева, защитные щиты и т.д.) и средства индивидуальной защиты (спецодежда). Следует запрещать работу при неблагоприятных метеоусловиях. Осуществлять чередование труда и отдыха. В связи с вредными условиями труда должны выплачиваться компенсации («Трудовой кодекс», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»).

5.4.5.2 Освещение

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение".

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50°. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30°.	40
Щит контрольно-измерительных приборов	Перед приборами	50
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 50°	25

Продолжение таблицы 23

Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70 ⁰	13
Кронблок	Над кронблоком.	25
Приемный мост	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	13
Редукторное помещение	На высоте не менее 6 м	30
Насосное помещение:	На высоте не менее 3 м	50
- пусковые ящики		25
- буровые насосы		
Глиномешалки	На высоте не менее 3 м	26
Превентор	Под полом буровой	26
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м	10
Желобная система	На высоте не менее 3 м	10

На буровой используется рабочее и дежурное освещение, а также предусматривается и аварийное.

5.4.5.3 Шум

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности». Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

1. применение коллективных средств защиты (планово-предупредительные ремонты, смазки, кожухи, установка экранов, кабин, звукоизоляции, звукопоглощения, глушителей);

2. применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем);

5.4.5.4 Вибрация

Вибрация на рабочем месте регламентируется нормативным документом – ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ "Вибрационная болезнь. Общие требования безопасности".

Мероприятия по устранению вибрации:

1. применение коллективных средств защиты: балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов, увеличение массы основания вибрирующих устройств, крепление вибрационных систем;

2. применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброручкавицы, виброгасящие коврики).

Допустимые нормы по вибрации приведены в таблице 24

Таблица 24 – Допустимые нормы по вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,28	11,2
4	0,28	5
8	0,056	2
16	0,028	2
31,5	0,014	2
63	0,0072	2

5.4.5.5 Состояние воздушной среды

Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать

требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности". Склад химических реагентов необходимо располагать по розе ветров.

5.4.5.6 Промышленная санитария и гигиена

Территория вокруг буровой установки должна быть спланирована таким образом, чтобы полностью исключить распределение загрязненных стоков, образовавшихся в процессе бурения скважины.

Под туалеты и свалки должно быть отведено специальное место, на расстоянии 30 метров с подветренной стороны жилого поселка, для предотвращения попадания нечистот в источник водоснабжения.

Буровые бригады должны быть обеспечены аптечками с инструкциями по их применению. По мере расхода медикаментов из аптечки они должны пополняться.

Рабочие места, подходы к оборудованию, механизмам должны содержаться в чистоте и не загромождаться.

Все рабочие должны быть обучены методами первой медицинской помощи при несчастных случаях, отравлениях, обморожениях и простудных заболеваниях. Также должны быть ознакомлены с профилактикой различных заболеваний.

При работе с КМЦ, сайпаном, не требуется особых мер предосторожности: при попадании на кожу или в глаза промыть водой. При рассыпании реагентов сначала следует их собрать, а затем промыть участок водой, так как они гигроскопичны и делают поверхность скользкой.

При работе с гипаном, Na_2CO_3 , соблюдать правила безопасности как со щелочными реагентами: применять спецодежду, очки. При попадании на кожу или в глаза промыть большим количеством воды, затем сделать примочки

слабым раствором уксусной, лимонной, или борной кислоты(при попадании на кожу), закапать в глаза 2% раствор новокаина.

При попадании на кожу смазочной добавки РЖС или ее водного раствора – протереть чистой тканью (ватой), затем промыть водой.

5.4.5.7 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность согласуется со следующими нормативными документами: ГОСТ 12.1.044-84 "Пожаровзрывоопасность взрывчатых веществ и материалов", ГОСТ 12.1.044-76 "Пожарная безопасность, общие требования", ГОСТ 12.1.010-76 "Взрывобезопасность. Общие требования", СНиП 2-80 "Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений"; "Правила пожарной безопасности в Российской Федерации" 1993 г., "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" 2000г.

Для предупреждения возникновения пожара необходимо:

1. устанавливать молниезащиту;
2. устье скважины обвязывать противовыбросовым оборудованием и осуществлять постоянный контроль за ним;
3. выхлопные трубы дизелей и автомобилей оборудовать искрогасителями;
4. организовывать места для курения за пределами буровой установки; осторожное обращение с открытым огнем (сварные работы, курение); применять обмедненный инструмент;
5. устанавливать коммутирующую аппаратуру;
6. проверять сопротивление изоляции (один раз в год);
7. соблюдать правила хранения и эксплуатации горючесмазочных материалов.

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 культ

будки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Первичные средства пожаротушения представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Первичные средства пожаротушения

Наименование	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт
Огнетушитель пенный	ГОСТ 16005-70	8
Ящик с песком объемом 0.5 м3	-	4
Ящик с песком объемом 1 м3	-	2
Лопаты	ГОСТ 3620-76	5
Ломы	ГОСТ 16714-71	2
Топоры	ГОСТ 16714-71	2
Багры	ГОСТ 16714-71	2
Ведра пожарные	-	4

На месторождении, на случай возникновения пожара, должна находиться пожарная часть. Для предупреждения возгорания от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой, которая должна соответствовать РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений".

5.5 Экологическая безопасность.

5.5.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду.

Воздействие нефтяной и газовой промышленности на основные компоненты окружающей среды (воздух, воду, почву, растительный, животный мир и человека) обусловлено токсичностью природных углеводородов, их спутников, большим разнообразием химических веществ, используемых в технологических процессах, а также все возрастающим объемом добычи нефти и газа, их подготовки, транспортировки, хранения, переработки и широкого разнообразного использования.

Основным видом воздействия на природную среду при использовании скважинного оборудования являются:

1. физическое нарушение почвенно-растительного покрова, фундаментов, природных ландшафтов;
2. нарушение температурного режима экзогенных геологических процессов (термоэрозия, пучение, наледеобразование, заболачивание и др.);
3. нарушение естественной изоляции между пластовыми флюидами в земных недрах, химическое загрязнение горизонтов подземных вод.

5.5.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.

В соответствии с "Основами земельного законодательства" РФ 17.04.93 г., законом "О недрах" РФ, 21.02.1992 г., законом РФ "Об охране окружающей природной среды" 10.01.2002 г. производственные объединения и управления организуют ведомственный контроль за использованием и охраной недр, почв и водных объектов, за сбором, очисткой и обезвреживанием отходов производства.

Для организации ведомственного контроля за состоянием и охраной окружающей среды на предприятиях создаются соответствующие структурные подразделения, службы, лаборатории или отделы. Форма и содержание работы, распределение обязанностей и ответственности, вид и содержание учетной документации и отчетности определяются в соответствии с действующими нормативными актами, видом и объемом производственной деятельности.

Строительство кустового основания осуществляется по проекту, предусматривающему комплекс мероприятий по защите окружающей среды. Проект строительства скважины учитывает требования охраны окружающей среды, как непосредственно в процессе строительства, так и в процессе эксплуатации скважины.

Применяемое для строительства скважины типовое комплектное оборудование не позволяет снизить концентрацию загрязняющих веществ в отходах бурения до уровня ПДК, поэтому комплекс мероприятий носит в значительной мере организационный характер и направлен на предупреждение или максимальное снижение вредного воздействия техники и технологии на окружающую среду

Работы по охране окружающей среды при строительстве кустового основания и строительстве куста скважин предусматривают:

1. детальное обследование источников загрязняющих выбросов и отходов, определение массы выбрасываемых загрязняющих веществ;
2. разработку организационно-технических мероприятий по предупреждению или максимальному снижению загрязняющих выбросов и отходов производства;
3. разработку плана контроля за состоянием и охраной окружающей среды и согласование плана с соответствующими природоохранными органами;
4. контроль выполнения проектов и действующих проектных решений;
5. организация и ведение мониторинга.

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Ниже приводятся некоторые определения.

Техногенная ЧС – это состояние, при котором в результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде.

Источник техногенной ЧС – опасное техногенное происшествие, в результате которого на объекте, определенной территории или акватории произошла техногенная чрезвычайная ситуация.

Промышленная безопасность в ЧС – состояние защищенности населения, производственного персонала, объектов народного хозяйства и окружающей природной среды от опасностей, возникающих при промышленных авариях и катастрофах в зонах чрезвычайной ситуации.

Пожарная безопасность – состояние защищенности населения, объектов народного хозяйства и иного назначения, а также окружающей природной среды от опасных факторов и воздействий пожара.

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние, при котором в результате возникновения источника ЧС на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения,

ЧС может носить техногенный характер (несчастные случаи, нефтегазопрооявления, пожары).

Для предупреждения несчастных случаев необходимо производить инструктажи по технике безопасности перед началом работ, проводить работы в соответствии с технологией, снабжать рабочих спецодеждой.

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

Для предупреждения нефтегазопрооявлений необходимо строго соблюдать технологию согласно проекта. О возникшем нефтегазопрооявлении сообщается в военизированную пожарную охрану, производится эвакуация людей на безопасное расстояние.

Газонефтеводопроявления не только нарушают процесс бурения, но и являются причиной тяжелых аварий. При интенсивных проявлениях возможны случаи разрушения устьев скважин и бурового оборудования, возникновения взрывов и пожаров, сильного загрязнения окружающей среды и даже человеческих жертв.

Основной способ, позволяющий управлять состоянием скважины в случае начинающегося притока пластовой жидкости и предотвращать нерегулируемые выбросы промывочной жидкости, — герметизация устья специальным противовыбросовым оборудованием.

Для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования в случае начавшегося газонефтеводопроявления необходимо (согласно «Инструкции по

предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности» [РД 08-254-98] с учетом специфики работ, проводимых в условиях Западной Сибири):

1. герметизировать устье скважины превенторами регулярно следить за их исправностью, проверять надежность системы управления ими и своевременно устранять выявленные дефекты;

2. систематически контролировать качество промывочной жидкости, выходящей из скважины, прежде всего плотность и газосодержание;

3. с момента подхода к горизонту с повышенным коэффициентом аномальности, особенно к газонасыщенному, целесообразно контроль плотности и газосодержания вести непрерывно;

4. перед вскрытием горизонтов с повышенными коэффициентами аномальности заблаговременно увеличивать плотность промывочной жидкости в скважине до уровня, достаточного для поддержания небольшого избытка давления над пластовым, но меньше того, при котором возможно поглощение промывочной жидкости;

5. для вскрытия горизонтов со значительно повышенными коэффициентами аномальности применять промывочные жидкости с малой водоотдачей, возможно малым статическим напряжением сдвига (достаточным, однако, для удержания утяжелителя во взвешенном состоянии), малым динамическим напряжением сдвига и практически нулевым суточным отстоем;

6. тщательно дегазировать промывочную жидкость, выходящую из скважины; в случае значительного увеличения газосодержания целесообразно временно приостановить углубление скважины и, не прекращая промывки, заменить газированную жидкость на свежую с несколько повышенной плотностью;

7. тщательно следить за тем, чтобы в дегазаторах практически полностью удалялся из промывочной жидкости пластовый газ; если дегазация

неполная, отрегулировать режим работы дегазаторов и при необходимости установить дополнительный дегазатор в очистной системе;

8. если при разбурировании газоносного объекта и нормальной дегазации промывочной жидкости газосодержание в выходящем из скважины потоке опасно велико, уменьшить механическую скорость проходки до уровня, при котором опасность выброса будет практически исключена;

9. иметь на буровой запас промывочной жидкости того качества, которое требуется для вскрытия горизонта с повышенным коэффициентом аномальности, в количестве не менее двух-трех объемов скважины;

10. при подъеме колонны труб доливать в скважину промывочную жидкость с таким расчетом, чтобы уровень ее всегда находился у устья;

11. в составе бурильной колонны иметь обратный клапан или над вертлюгом шаровой кран высокого давления;

12. не допускать длительных простоев скважины без промывки;

13. при каждой промывке восстанавливать циркуляцию целесообразно при закрытом превенторе на устье.

Открывать превентор можно лишь после того, как вся газированная жидкость вышла из скважины и избыточное давление на выходе из последней снизилось до атмосферного.

5.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

5.7.1 Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства.

При вахтовом методе применяются более напряженные, по сравнению с обычными, режимы труда с менее благоприятными по сравнению с общими нормами условиями для отдыха, которые связаны с регулярными поездками, а порой и трудом, а также временным проживанием в местностях с тяжелыми природно-климатическими условиями. Поэтому статьей 298 ТК предусмотрены категории лиц, которых нельзя привлекать к таким работам: лиц в возрасте до 18 лет; беременных женщин; женщин, имеющих детей в возрасте до трех лет;

лиц, имеющих медицинские противопоказания к выполнению работ вахтовым методом, а так же лица прошедшие:

1. профессиональную подготовку с наличием соответствующего документа;
2. медицинский осмотр;
3. инструктаж по охране труда в производственном помещении
4. инструктаж по электро- и пожаробезопасности;
5. инструктаж по оказанию первой помощи;
6. обучение безопасным приемам и методам труда согласно соответствующей программе;
7. стажировку на рабочем месте;
8. проверку закрепленных знаний по правилам безопасности.

Работник лаборатории должен проходить:

1. повторный инструктаж не реже одного раза в три месяца;
2. внеплановый инструктаж (при изменении правил охраны труда, модернизации или замене оборудования, изменении организаций и условий труда, при нарушении соответствующих инструкций, отсутствия на работе более чем 30 дней);
3. целевой инструктаж;
4. проверку полученных знаний по охране труда.

В целях компенсации за вредные условия труда согласно, работодатели за свой счет обеспечивают работникам: дополнительный отпуск, доплаты, молоко и лечебно-профилактическое питание, медосмотры, средства индивидуальной защиты.

Работники пользуются правом на досрочное назначение трудовой пенсии по старости в возрасте: мужчины в 55 лет, женщины в 50 лет.

5.8 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.

Площадка для производства работ по бурению скважин должна быть тщательно спланирована, очищена от посторонних предметов и ограждена. Рабочие места и буровая вышка должны быть достаточно освещены. В производственных помещениях и в зонах работы на открытых площадках необходимо предусматривать аварийное и эвакуационное освещение.

Все движущиеся части механизмов (шестерни, шкивы, шпонки, приводные ремни, цепи и выступающие концы валов) должны быть надежно ограждены кожухами. Открывать дверцы ограждений или снимать ограждения следует после полной остановки оборудования или механизма. Пуск оборудования или механизма разрешается только после установки на место и надежного закрепления всех съемных частей ограждения.

Распределительные щиты, рубильники, электромоторы и генераторы должны быть заземлены и укрыты от возможного проникновения внутрь снега, дождя. Эксплуатация действующего оборудования, инструмента, контрольно-измерительных приборов осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации, составленным на основе действующих нормативных документов по безопасности. У распределительных щитков и пусковой аппаратуры должны находиться исправные испытанные защитные диэлектрические подмостья, коврики, перчатки.

Приложение II
(справочное)

Название раздела ВКР на иностранном языке

Development of technical equipment for drilling directional wells

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Гумнов Иван Дмитриевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев Артем Владимирович	канд. тех. наук		

Консультант-лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Стрельникова Анна Борисовна	канд. филол. наук		

History

The usage of curving (deflecting) of a borehole started to develop in 1912. In southern Africa, when drilling diamond wells, it was necessary to change the position of the borehole axis. For this operation, a device, called a "drilling whipstock (wedge)", was used, and the operation got its name as curving (deflecting) of a borehole. A "drilling whipstock (wedge)" is an inverted whipstock, the surface of which has a concave shape in the inside, and in order to prevent rotation during the drilling, the lower part has a pointed shape. The principle of operation was that during tripping down the hole a drill stem was forced to deviate from the borehole axis because of lateral force on it.

In the first half of the XX century a large oil field was discovered on the seabed in the Bibi-Heybat Bay. Engineer Potocki P.N. suggested starting the development of an oil field located at the bottom of the Caspian Sea by drilling wells using directional drilling from the backfilled sections of the bay. However, at that time this idea could not be realized because of the difficulty of directional drilling by means of churn drilling, because this technology was extremely difficult.

The drilling technology was developing, and with the advent of rotary drilling of oil-and-gas wells, the issue of directional drilling began to be solved from the 1930s.

For the first time a well drilling by means of artifactual curving of borehole was performed in the Groznensky production field in the 1930s, where development and exploration by boreholes drilled by vertical methods faced a number of problems such as a significant borehole crooking, which led to a failure in such zones; a narrowness of working seams and difficulty of reaching them. For the first time an oriented deviation was used with the help of a universal hinge whipstock in the Starogroznensky district. However, this attempt failed because of the lack of experience of drillers and the accidents with a whipstock, so the wellbore could not be curved along the given trajectory. In 1935, an inclined well was drilled with a deviation of more than 500 meters, a depth of 1800 meters and a deviation angle of 32°. Such borehole played an important role in the development and exploration of

directional wells. Subsequently, a number of directional wells were drilled with the help of whipstock, but in order to obtain the required deviation parameters, it was often necessary to lower the whipstock, which made the penetration rate 140-200 meters per month.

In 1939, the world's first directional well was successfully drilled using a turbodrill along with a bent pipe for sidetracking. With each running-in of the turbine, a curving intensity was 1.5-3°. This method of drilling was proposed by a Soviet scientist, a specialist in the field of oil fields development, an organizer of oil production enterprises, an oil engineer Heyman Mark. However, because of the imperfection of the turbodrill, this method had disadvantages, and because of unstable rocks there were failures and downdrift of the wellbore.

From 1941 onwards, after the improvement of a turbine gearbox, a method of drilling with turbine downhole motor has become widely used for drilling directional wells, both off-land and on land. Later research institutes began to improve the turbodrill. After a series of tests, it was found that the most effective one was a turbodrill with an off-center pipe nipple, which helped to achieve curving intensity to 1.5°/10 m and an increase of the deviation angle of a well to 50°. The experience of using this type of turbodrill gave the possibility to control the angular parameters, made it possible to specify an assembly of drilling string bottom and choice of the type of rock cutting tool.

Since the 1950s the United States of America began to use a stationary interchangeable whipstock, deflecting tool, as well as various designs of gyroscopic, electrical and photo-clinometers for exploration drilling.

Thanks to American specialists' contribution to the development of the theory of directional drilling (such as J. Cumming, G. Woods, D. Brentley, A. Lubinsky), such developments gave rise to the evolution in the sphere of directional drilling in the USSR. Qualified specialists in exploration technology began to appear. They were trained in Tomsk Polytechnic University, Irkutsk Mining and Smelting Institute, Sverdlovsk Institute, Leningrad Mining Institute and Moscow Geological Prospecting Institutes.

The next period in the development of directional drilling relates to the implementation of the most important measures for the development of processes and technology of exploration drilling, such as lengthening and reducing diameter of geological exploration wells, introduction of drilling equipment and drilling rigs of a new generation characteristics of which met the requirements for the successful implementation of new technologies. The USSR actively participated in this development: the directional drilling laboratory of VNIIBT (the All-Union Research and Design Institute for Oil and Gas Well Drilling), sectoral research institutes ZapSibNIPIneft, SevKazNIPIneft etc. Technical equipment complexes and artificial curving technologies for various technological and geological factors of drilling were created with their help. Techniques, methods, and solutions for multi-hole drilling as well as control over borehole crooking were suggested.

In the mid-1950s, horizontal wells began to be drilled in the USSR, and in the 1970s abroad. Within a short period of time new telemetry systems, chisels, downhole motors and other equipment, which allowed achieving high technical and economic parameters while drilling, were designed, tested, and entered the market.

During this period, prototype work of downhole drilling motors had been started. Thus, instead of turbodrills a motor used for directional drilling and as a technical tool for driving low-speed drilling motor, was created. During fledging years, downhole drilling motors were used to perform highly focused work, such as: drilling in the intervals of a set of hole curvature and correcting the course of a hole. Later in the 1980-90s, because of the sharp development and obtaining positive experience in the use of downhole drilling motor in directional drilling, special repair-and-renewal operations, many companies began to specialize in the production of downhole drilling motors for various purposes. There was a strong increase in the use of downhole drilling motors when drilling wells with wedging.

A huge progress of the processes and technology of directional drilling acquired in the late 1990's along with the development of vertically horizontal wells. This method implied the use and development of downhole telemetry systems. Their application was accompanied by the use of sensors with remote monitoring of the

position of the bottom hole and control over the trajectory of the well. These sensors were electronic means: a gyroscope, an accelerometer or magnetometers, and in order to obtain parameters and subsequent remote control, a communication system, such as electromagnetic, hydraulic, and cable, was used

In order to change the trajectory of the well, downhole drilling motors and rotary controlled systems are used along with downhole telemetry systems.

In today's world, rotary controlled systems are being widely used. Their introduction started in the mid-1990s. These automated systems were used in wells with a large deviation from the well mouth, which provided the possibility of solving problems and were an expensive investment. The former layouts with downhole motors did not provide such an opportunity. The advantages of such equipment are the continuity of the rotation of the entire drill stem and the response for changing the trajectory without any delay. A record well is the well drilled by Rosneft company in Sakhalin. With the depth of the well along hole of 13,500 meters, a bottom displacement was 12033 m. At the moment such equipment has become widespread due to the possibility of precise control over the parameters.

Theoretical research

Directional drilling is a method of constructing wells with a vertical deviation along a given trajectory, used for exploration of oil and gas fields as well as for oil and gas extraction.

There are numerous developments of means for directional drilling. According to the Veskoromnykh Vyacheslav's textbook [6], when using this method, technical means can be divided into several groups:

1. technical means for undirected change in the course of hole, mainly in the direction of the development of borehole crooking;
2. technical tools and equipment (drilling assemblies, assembly of drilling string bottom, special rock cutting tools) to reduce the intensity of borehole crooking;
3. technical means for artifactual curving of borehole in any given direction on a limited drilling interval by a special operating cycle (deflecting tools);

4. technical means to control the direction of wells on an unlimited drilling interval.

Undertaking the analysis of the expediency of usage of directional drilling during the well construction, there was a conclusion corresponding to the conclusions of the authors of the training manual "Technologies and technological tools for drilling crooked boreholes" [1]. The manual defines that directional drilling can solve the following tasks:

1. Reduction of costs for the field development (during drilling in multiple-well platforms - multiple drilling);
2. Drilling-in with a certain angle (to increase a filtering area);
3. Drilling several wells from pier and platforms located in the sea or on the lake;
4. Drilling wells to producing reservoirs located under the areas with strongly rugged topography (gulleys, hills, mountains);
5. Drilling-in under the bottom of oceans, seas, lakes, rivers and swamps;
6. Sidetracking from the emergency well (by drilling a new borehole);
7. Drilling-in, underlying low angle fault or between two parallel faults;
8. Deviation of borehole from the fault zone (ruptured zone) to the direction of the production horizon;
9. Drilling-in under salt domes (due to complexity of drilling through them).

The accumulated experience in the creation of deflecting devices and mechanisms and the studies of a borehole crooking and curving of a borehole prove that during vertical drilling bottom holes are significantly deviated from the vertical by tens and hundreds of meters, and the spatial intensity along the zenith and azimuth angles does not sometimes correspond with the project. These facts adversely affect further results of drilling, casing, and operation of wells because of sharp crests, hole shoulders, possible accidents and failure to reach objective horizons. In order to avoid undesirable consequences of uncontrolled (borehole crooking) well deviation, a control and implementation of curving (deflecting) of a borehole was initiated.

In this section of the current research, technical means used to obtain the necessary curvature parameters in a given direction using artifactual curving will be presented and analyzed. With the help of such equipment as deflecting tools, a deflecting force arises on the rock cutting tool. If a certain angularity (asymmetry) arises between the borehole axis and the rock cutting tool, downhole motors with a deflecting tool or deflection devices will be used for this method.

At this stage of development of the oil and gas industry, there are two types of a slant hole drilling. The first one is rotary - a process of intermittent borehole deviation by successive kickoff (sidetracking). Now this drilling method is not used. The second type is with the use of downhole motors, which is a continuous process of curvature. The second method has significant advantages and is widely used in the Russian Federation.

Nowadays, two types of equipment are used for directional drilling:

1. Deflecting tool of a single action:
 - a. Closed whipstock, bottoming on a drilling string;
 - b. Closed whipstock, lowering on a column of guide pipes;
 - c. Open non-removable whipstocks;
 - d. Open removable whipstocks.
2. Deflecting tool of a continuous-action:
 - a. Bent sub;
 - b. Turbodrilling deflector;
 - c. Spindle defecting tool;
 - d. downhole drilling motors;
 - e. Rotary controlled system;

During directional drilling it is necessary to know the position of a bottom hole and points of a borehole axis, as penetration increases, measuring the zenith and azimuth angles at a given depth.

A zenith angle is the angle between the borehole axis or a line tangent to it and a vertical.

An azimuth angle is the angle between the direction to the north and the horizontal projection of the tangent to the well axis, measured clockwise.

A hole curvature is the rate of a drift angle increase at a certain curved section.

The changes in the azimuth and zenith angles are characterized by curving intensity, that is, the rate of well deviation from its original direction. It should be noted that the intensity of the azimuthal deviation depends on the zenith, so for small zenith angles the change in the azimuth can reach large values, which may not give an aggregated picture of the position of the borehole point.

Neskromnykh Vyacheslav (the author of the textbook) [6] classifies sensors for measuring zenith angle into the following main groups:

1. using the principle of a horizontal liquid level;
2. using the principle of plumb;
3. accelerometers.

To measure the azimuth of the well, the author divides sensors into these groups:

1. declination needle;
2. mechanical and optical gyroscopes;
3. magnetometer.

Inclinometers are instruments to completely measure the position of a certain point of a borehole. Such device measures inclination angles in the range from 0 to 180°. They can be divided into several groups:

1. Devices using the principle of a horizontal liquid level, lowering into the well under the control. In this case, the result of one measurement can be obtained only after the device is removed from the well. Such devices are called apsidoscopes, which are now often used in core-scopes - devices for selecting oriented core.

2. Devices that use the Earth's magnetic field to determine the azimuth direction along the declination needle and the gravitational field of the Earth to determine the zenith angle from the plumb. In this case, most often the position of the sensors is converted into an electrical signal. Basically, the number of measurements

is unlimited, and their results are operatively transmitted by an electric cable to the inclinometer located on the surface. For operational supervision, these sensors are used in simplified devices to determine zenith and azimuth at only one, two or several points. In this case the measurement result becomes available only after the device is removed from the well.

3. Instruments that use the gyroscopic effect of a concentrated mass of a heavy flywheel ring rotating with high-frequency (10-20 thousand / minute-1) in order to determine the azimuth. Gyroscope is a fast-rotating flywheel ring, an axis of which has three degrees of clamping and can freely change its direction in space. As a result, under the influence of Coriolis force appearing due to the Earth's rotation and influencing the rotating disc, the axis of the latter is oriented in the direction of the geographic meridian, that serves as an accurate spatial reference, regardless of local magnetic fields (e.g., magnetic field of an iron-ore deposits or static magnetic field of a drill stem) and global magnetic field of the Earth. To measure the zenith angle, a plumb is used in gyroscopic inclinometers.

4. Inclinometers, working on a principle of copying the well-bore trajectory, are used to measure the zenith and azimuth angles. In this case, when such inclinometer moves along the hole from the point at which zenith and azimuth are already defined, to another point, where it is required to measure the angular parameters, a sensor-tracer of the inclinometer detects rate of increase in zenithal and azimuthal angles relative to the known values of these angles. Thus, all the required values of the spatial position of the borehole parameters are intervalley defined.

Downhole telemetry systems are modern technical means for measuring and monitoring a well trajectory. This is a complex of sensors that capture and transmit information about the state of equipment and its performance indicators on the daylight surface, where it is processed and analyzed by special software.

A principle of operation of the downhole telemetry system is as follows. A flow of drilling liquid coming through the tube side activates the turbine generator, which produces electricity supplying the module unit. Thereafter, a modular hardware converts the information into a code sequence and transfers it to the

daylight surface by using a communication channel. On the surface, the signal is received by the ground equipment, it is processed, decoded and output on the computer with the help of specialized software.

Since the beginning of application of telemetering equipment, the main problem has been the implementation of the communication channel. Since the 1940s the downhole telemetry systems were used worldwide. Accuracy and speed of transmission and processing of data were the main qualities for providing communication of downhole equipment with the daylight surface. During the existence and development of this type of navigation module, various methods of data transmission have been explored: electromagnetic, hydraulic, electrically conductive, acoustical and many others. As a result, three channels of communication have become widespread: they are hydraulic, electrically conductive, electromagnetic. All these types have their own disadvantages and advantages.

Downhole telemetry system includes surface equipment, power supply equipment, bottomhole module with sensors for measuring parameters, communication channel of bottomhole - well mouth and technological equipment.

In the modern world requirements for downhole telemetry systems have significantly increased. Such systems are equipped not only with sensors of inclinometers, but also with sensors of geophysical and technological parameters. These sensors allow drilling wells in direct proximity to production horizons, to control the drilling process directly in the permeable formations and to prevent possible emergencies.

During drilling a well, you need to know the actual position of the wellbore in space in order to avoid deviation from the project. For this purpose, angular parameters are measured every 10-50 meters. The main tasks of measurement while drilling can be divided into three main groups:

1. operating supervising over the drilling mode for the purpose of its optimization;
2. control of the direction of well drilling;

3. lithology differentiation of borehole log, study of parameters of seams that are not distorted by the mud filtrate inflow into the seam, reservoir identification, forecasting of zones of abnormal formation pressure.

In the world practice, the most widely used systems are the downhole telemetry systems with hydraulic transmission of information from the sensor itself, located directly in the well on the daylight surface. This preference is given to this method because of its cost-efficiency, range of coverage and possibility of organizing a two-way communication. Significant disadvantages of this method are low immunity and low data rate. The principle of operation of such method of data transmission is as follows: information is transmitted by pressure surge along the column of the drilling liquid filling the drill pipes. The phase, frequency or amplitude of the pulses have functional dependencies with the measured parameter. Hydraulic telemetry systems operate on the principle of braking downhole tool. The braking occurs at the time drilling mud fluid is discharged into the annular space at zero pressure on tool as a result, the disturbances existing in the hydraulic directional system narrow the frequency band and make this channel the slowest one.

In the 1960s VNIIBT started to develop the first downhole telemetry systems, which were mechanical devices, where a drive unit was connected with hydroturbine motor shaft. These included hydraulic turbine tachometers, which were the only instruments continuously providing control of the operating mode of the turbodrill. The first perfect downhole telemetry system with a hydraulic communication channel for drilling directional wells was called annunciator of direction of drilling, and then it was called Hydraulic telemetry system, which allowed to control angular parameters of a well and operative direction of deviator. Since 1982 improved measures while drilling called "shaft speed indicator of turbodrill" have gained a widespread use. Currently, foreign companies offer LWD telemetry systems with a hydraulic communication channel measuring gamma-ray with azimuthal scanning and bit-drift, static and dynamic inclinometry and measurement of bit rotation speed.

Advantages of hydraulic communication channel are as follows:

1. it has a long range of action;

2. a natural communication channel since drilling liquid in drilling string is used for connection. This eliminates the additional costs of organizing the communication channel.

The significant disadvantages of this method are: low informativity due to the slow transfer rate, poor immunity, necessity for an autonomous power source, incompatibility with aerated liquor and bubble aeration.

A large number of companies in the Russian Federation and abroad produce equipment with an electromagnetic communication channel. The transmission of data from the sensor to the receiver is obtained by means of electromagnetic wave (ground currents) between an isolated section of the drill string and a rock. On the surface, the signal is received as the potential difference from current spreading over subsurface rock between the drill string and the receiving antenna, which is installed in the ground at a certain distance from a drilling rig system. This method is most advanced in organizing bottomhole - well mouth connection during rotary and turbine drilling of wells. Electromagnetic communication channel has a number of advantages of hydraulic method of data transfer: the possibility of feedback, ease of operation, advanced reliability of parts of the downhole devices contacting with abrasion drilling mud flow. Advantages of this method also include: lesser demand to the quality of drilling mud; possibility of use in conditions where hydraulic channel does not work; higher informativity in comparison with the hydraulic communication channel; cheapness. The most significant disadvantages of this type of communication are: communication range, which depends on the conductivity and intermittency of rocks (in low-resistivity structure – e.g. Western Siberia - the signal is strongly shunted and damped, in resistive structure – e.g. thick salt seams in Orenburg and Perm - a transmission dipole of the telemetry systems is electrically isolated by seams and signal passes poor); the difficulty of installing antenna in hard-to-reach places; weak noise immunity; lack of research capabilities in the sea and in salt-bearing formation; sufficiently high complexity of survey tool.

In 1969 Research and Production Enterprise "VNIIGIS" on the basis of BETA-1 equipment developed the KUB-1 equipment for electric logging in the

process of turbine drilling. In the next decade, a downhole telemetry system was developed to automatically monitor the direction of a well during drilling and to measure technological parameters of the ZIS-1 (downhole telemetry system). Since 1991 downhole telemetry system (ZTS) of the type ZIS-4 has been used during drilling horizontal sidetrack wells. Since January, 1999 ZTS54-EM have been mass-produced and used for directional drilling of slant holes and horizontal wellbore with small diameter. Such telemetry system is equipped with an additional and near-bit module.

The obvious disadvantages of this type of data transmission are: relatively short receiving range, which depends on physical and mechanical properties of rocks; difficult installation of receiver antennas in hard-to-reach places and poor noise immunity.

For a number of reasons electrically conductive communication channel has relatively little popularity in Russia. Such communication channel has pronounced advantages over the above-mentioned communication channels. They are as follows: speed response rate, high noise immunity, maximum informativity, multichanneling, continuous communications; no bottom-hole power supply and powerful transmitter; has two-way communication; does not require hydraulic energy; works with aerated liquor and can be used when working with bubble aeration.

The disadvantages of this communication channel are: necessity for laying cable in the drill string and behind it, that creates some difficulties during drilling; time-consuming operation; possibility of mechanical damage of cable and impossibility of rotation; it is not possible to close the preventer when using a behind-the-casing cable; necessity for delivering downhole module or contact coupling to the landing site (seat) at zenith angles of more than 60° with the help of squeeze device.

Список использованных источников

1. «Юбилей инновационных буровых технологий» А.А. Кожевников, А.К. Судаков ISSN 1815-2066;
2. <http://www.polonia-baku.org/ru/potocki.phtml> – Биография П.Н. Потоцкого;
3. https://www.baku.ru/enc-show.php?id=105882&cmm_id=276 – Биография П.Н. Потоцкого;
4. http://grozny.vrcal.com/stories/gr_110_oil_3.html – грозненские промыслы;
5. <https://www.ourbaku.com> – Биография М.А. Геймана;
6. Справочное пособие «Винтовые забойные двигатели» Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гиоевых;
7. Справочник «Бурение наклонных и горизонтальных скважин» А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, Б.З. Султанов;
8. «Искривление скважин при бурении» Г. Вудс, А, Лубинский;
9. «Управление процессом искривления скважин» Л.М. Левинсон, Т.О. Акбулатов, Х.И. Акчурин;
10. Учебное пособие «Современные технические средства управления траекторией наклонно-направленных скважин» С.А. Кейн;
11. <https://www.rosneft.ru/press/news/item/188675/> - официальный сайт НК «Роснефть»;
12. Учебное пособие «Проектирование скважин на твердые полезные ископаемые» В.В. Нескромных;
13. Учебное пособие "Технологии и технологические средства бурения искривленных скважин" Овчинников, Двойников, Герасимов, Иванцов.
14. . Уилсон К., Шокарев И., Смолл Дж., Ахунжов Э. Результаты применения новых технологий в бурении при разработке сложного месторождения Восточной Сибири – Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 2. – С.54-55;
15. Фелзак Э., Торре А., Годвин Н., Мантл К., Нагнатан С., Хокинс Р., Ли Ке, Джонс С., Слейден Ф. Гибридная роторная управляемая система бурения – сочетание лучшего // Нефтегазовое обозрение. – 2012. – Т.23, №4. – С.60-62;

16. Алмаз Халилов Высокий градиент кривизны и плавная траектория. Новая модификация роторных управляемых систем // Oil&Gas Journal Russia – 2016 – номер октябрь – С.58-60;
17. <http://www.slb.ru> – официальный сайт «Schlumberger»;
18. <http://glavteh.ru> – Опыт применения ВЗД ПАО «Оренбургнефть»
19. «Направленное бурение и основы кернометрии» Учебник В.В. Нескромных;
20. «Исследование гидравлического канала связи телеметрической системы контроля забойных параметров в процессе бурения» С.В. Греков