

Министерство образования и науки Республики Татарстан  
Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«Альметьевский государственный нефтяной институт»

*На правах рукописи*

ЗАЛЯТДИНОВ АЛЬБЕРТ АЙРАТОВИЧ

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЗАДАННОЙ ТРАЕКТОРИИ ПРИ БУРЕНИИ  
СКВАЖИНЫ С ОДНОВРЕМЕННЫМ РАСШИРЕНИЕМ СТВОЛА**

2.8.2 – Технология бурения и освоения скважин

**ДИССЕРТАЦИЯ**  
на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель –  
доктор технических наук, профессор  
Абдрахманов Габдрашит Султанович

Альметьевск – 2021

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН, В КОТОРЫХ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ ПРИМЕНЕНЫ РАСШИРЯЕМЫЕ ТРУБЫ (ПРОФИЛЬНЫЕ ПЕРЕКРЫВАТЕЛИ).....	11
1.1    Применение оборудования локального крепления скважин в ПАО «Татнефть».....	12
1.1.1 Организационно-подготовительные работы .....	17
1.1.2 Технология установки профильного перекрывателя. ....	18
1.2 Анализ и сравнение качества крепления скважин в интервалах осложнений, при бурении которых применялись профильные трубы и другие методы ликвидации.....	25
1.3 Анализ конструкций скважин, сроков их эксплуатации до первых ремонтных работ по восстановлению герметичности обсадных колонн.....	29
1.4 Анализ выбора эффективного метода ликвидации поглощения бурового раствора. ....	32
Выводы к главе 1 .....	39
ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ПРОФИЛЕЙ СКВАЖИН, ПОЛУЧЕННЫХ ПРИ ИСПЫТАНИИ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННОГО БУРЕНИЯ И РАСШИРЕНИЯ ИНТЕРВАЛА ОСЛОЖНЕНИЯ РОТОРНЫМ СПОСОБОМ С РАЗНЫМИ КОМПОНОВКАМИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ .....	40
Выводы к главе 2 .....	49
ГЛАВА 3. АНАЛИЗ ПРОФИЛЕЙ СКВАЖИН, ПОЛУЧЕННЫХ ПРИ БУРЕНИИ С РАСШИРЕНИЕМ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ, И ОПИСАНИЕ НОВОЙ КОНСТРУКЦИИ ДОЛОТА-РАСШИРИТЕЛЯ.....	50
3.1 Анализ фактических профилей скважин, полученных в процессе одновременного бурения и расширения скважин с применением забойных двигателей. ....	50
3.2 Разработка долота-расширителя.....	63
Выводы к главе 3 .....	65

ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ СТЕНДОВЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ДОЛОТА-РАСШИРИТЕЛЯ.....	66
Выводы к главе 4 .....	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	85
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	87

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы**

Строительство скважины – это сложный технологический процесс, при котором возникает множество нештатных ситуаций, принуждающих в процессе бурения изменять проектные решения. Одна из основных проблем – это ликвидация катастрофических поглощений бурового раствора в высококавернозных разуплотненных зонах, качественная изоляция которых достигается в основном только перекрытием обсадными трубами. Институтом «ТатНИПИнефть» разработана технология локального перекрытия таких зон расширяемыми профильными трубами без уменьшения диаметра скважины и без цементирования. При стандартном методе изоляционных работ профильными перекрывателями (ПП) сначала бурится осложнённый интервал, затем увеличивается до необходимого диаметра с помощью раздвижного расширителя. При этом происходят большие затраты времени и промывочной жидкости.

Одной из актуальных задач является бурение с одновременным расширением диаметра скважины для установки ПП в потай.

При бурении и расширении наклонных скважин с установкой в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) долота и стандартного раздвижного расширителя происходит изменение траектории ствола скважины, поэтому исследования фактических искривлений ствола скважины при бурении с одновременным расширением и разработка технологии бурения по управляемой траектории являются актуальными и важными задачами для нефтегазодобывающего производства.

### **Степень разработанности темы**

Учеными и специалистами института «ТатНИПИнефть» Г.С. Абдрахмановым, Ф.Ф. Ахмадишиным, С.Л. Багнюком, Р.М. Богомоловым, Н.Н. Вильдановым, А.В. Емельяновым, Р.Г. Загидуллиным, А.Г. Зайнуллиным, Р.Х. Илаловым, М.А. Исмагиловым, А.В. Кирилиным, Д.В. Максимовым, К.В. Мелингом, А.А. Мухаметшиным, А.А. Осиповым, В.С. Паршиным, В.Е. Прониным, К.А. Ратановым, Р.Н. Рахмановым, Ю.А. Сафоновым,

И.А. Уразгильдиным, В.П. Филиповым, Н.Х. Хамитьяновым, Л.В. Юнышевым, А.С. Ягофаровым разработана и получила научно-техническое развитие технология локального крепления стенок скважин расширяемыми профильными стальными обсадными трубами без цементирования и без уменьшения диаметра скважины.

Институтом «ТатНИПИнефть» совместно с Иркутским заводом тяжелого машиностроения разработаны уникальное оборудование и проектная документация для строительства первого в мире завода по производству профильных расширяемых в диаметре обсадных труб в г. Азнакаево (Республика Татарстан). Заводом ООО «Перекрываематель» с 2000 г. освоено производство не только профильных труб, но и сопутствующего инструмента для установки их в скважине: раздвижных расширителей, развальцевателей, раздвижных пuhanсонов, якорей, гидродомкратов и других технических средств.

Научно-техническое развитие технологии локального крепления скважин продолжается институтом «ТатНИПИнефть» совместно с ООО «Перекрываематель» в направлении создания способа перекрытия зон осложнений сразу после их вскрытия без дополнительных спуско-подъемных операций (СПО) путем установки профильных труб в компоновке низа бурильной колонны (КНБК). Одним из основных элементов этого способа является бурение с одновременным расширением ствола скважины.

**Цель диссертационной работы** – сокращение времени на изоляцию зон осложнений профильными перекрываемателями и повышение точности проводки скважины при бурении с одновременным расширением ствола.

**Объект исследования** – наклонно-направленные скважины и скважины с горизонтальным окончанием.

**Предмет исследования** – разработка метода управления траекторией ствола скважины при бурении с одновременным расширением при помощи расширителя и долота-расширителя.

### **Основные задачи исследований:**

1. Анализ качества крепления скважин, в которых для изоляции зон с интенсивным поглощением бурового раствора в процессе бурения применены расширяемые трубы (профильные перекрываематели) или методы тампонирования.

2. Исследования фактических отклонений траектории бурения с одновременным расширением от проектного профиля ствола скважины.

3. Разработка метода и долота-расширителя для предупреждения искривлений ствола при бурении с одновременным увеличением диаметра скважины.

4. Стендовые и промысловые испытания бурения с одновременным расширением ствола скважины с применением долота-расширителя.

**Научная новизна:**

1. Установлено, что:

- включение в проектную траекторию ствола скважины, бурящейся с использованием раздвижных расширителей, естественного отклонения и обоснование места установки расширителя в компоновку бурильной колонны, позволяют обеспечить попадание забоя скважины в круг допуска;

-преобразование долота в раздвижное долото-расширитель с одновременным применением телесистем, создает предпосылки предупреждения самопроизвольного, неконтролируемого отклонения траектории ствола при бурении наклонных участков скважин для последующей установки профильных перекрываемателей в зонах интенсивных поглощений промывочных жидкостей.

2. При бурении терригенных отложений на Ромашкинском месторождении, применение стандартных расширителей в компоновке бурильной колонны при роторном бурении повышает зенитный угол до 8 градусов на 100 метров проходки при сохранении азимутального угла, тогда как использование расширителя при бурении забойным двигателем с телесистемой приводит к самопроизвольному зенитному углу до 3 градусов, и развороту азимутального угла до 6 градусов на 10 метров проходки.

3. Анализом добывающих скважин на Федотовской площади установлено, что применение профильных перекрываемателей в зонах интенсивных поглощений в

процессе бурения, обеспечивает исключение капитальных ремонтов из-за негерметичности крепи скважин на более чем 30-летний период.

**Основные защищаемые положения:**

1. Технология бурения с одновременным расширением ствола скважины, обеспечивающая заданный профиль проводки в интервалах, изолируемых обсадными трубами.

2. Качественные и количественные показатели изоляции зон с интенсивным поглощением бурового раствора при бурении нефтяных скважин, минимизирующие риск потери герметичности эксплуатационных колонн

3. Результаты стендовых и промысловых испытаний способа бурения с одновременным расширением с использованием долота-расширителя.

**Практическая значимость работы:**

1. В ходе анализа интервалов скважин, в которых возникла негерметичность колонн в процессе эксплуатации, установлено, что это в основном зоны с интенсивным поглощением бурового раствора, которые изолировались тампонажными материалами в 33 % из 297 скважин через 10 лет, в 38 % – через 20 лет. Перекрытие 215 таких зон ПП при бурении полностью исключило капитальный ремонт в этих скважинах по названной причине (анализ производился по 512 скважинам Федотовской площади ПАО «Татнефть», пробуренным и введенным в эксплуатацию начиная с 1978 г.).

2. По данным исследования траектории ствола скважины с применением в КНБК стандартного расширителя, установлено, что:

- при роторном способе бурения с одновременным расширением увеличение зенитного угла от 3 до 8° на 100 метров проходки, а азимутальный угол находится в пределах допуска;

- при бурении с использованием забойного двигателя и телеметрической системы отклонения в процессе управления траекторией зенитного угла – до 3° и разворот азимутального угла на 5-6° на 10 метров проходки, т.е. долото уводит вверх и по направлению вращения.

3. Разработана технология обеспечения траектории ствола скважины для

роторного бурения с применением стандартного расширителя путем прогнозирования и включения в проектную траекторию ствола скважины естественного отклонения для того, чтобы в контрольной точке ствол скважины попал в круг допуска.

4. Разработано раздвижное долото, геометрия которого в рабочем положении аналогична стандартному долоту с алмазно-твердосплавными резцами PDC, и бурение с одновременным расширением осуществляется по общепринятой технологии бурения скважин.

5. При вскрытии зоны осложнения с одновременным увеличением диаметра скважины время на установку ПП сокращается на 3-5 суток.

6. Проводится чтение лекций и внедрение в учебную программу студентов АГНИ курса лекций по применению данной технологии на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» (АГНИ, 2015-2019) по направлениям «Нефтегазовое дело» – 21.03.01 (бакалавр) и 21.04.01 (магистр); чтение лекций на курсах профессиональной переподготовки инженеров буровых предприятий ПАО «Татнефть» и «Нефтесервисного холдинга ТАГРас» (АГНИ, 2017).

### **Методы решения поставленных задач**

Поставленные задачи решались путем статистического анализа данных по пробуренным скважинам и обобщения результатов стендовых и промысловых испытаний, разработанных рекомендаций.

**Личный вклад автора** заключается в определении цели и постановке задач, проведении теоретических исследований, стендовых испытаний долота-расширителя и аналитической обработке полученных результатов.

### **Степень достоверности результатов**

Достоверность результатов работы подтверждена данными экспериментальных исследований, полученными с использованием поверенных средств измерения и на аттестованном оборудовании по общепринятым методикам.

### **Апробация работы**

Основные положения диссертационной работы докладывались на Молодежной научно-практической конференции ООО «УК «Татбурнефть» (2016); Молодежной научно-практической конференции НП ООО «Горизонт» (2017); Нефтяном саммите Республики Татарстан в секции «Бурение скважин» (2017); Региональной научно-практической конференции «Научная сессия студентов АГНИ» (2017); XIV Международной научно-практической конференции «Ашировские чтения» в Самарском государственном техническом университете в секции «Проблемы предупреждения и ликвидации поглощения скважин» (2017); Международной научно-практической конференции АГНИ «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» по секции «Бурение нефтяных и газовых скважин. Геомеханика» (2017); Международной научно-практической конференции «Бурение скважин в осложнённых условиях» Санкт-Петербургского горного университета (2017); Молодежной научно-практической конференции НП ООО «Горизонт» (2018); Молодежной научно-практической конференции ООО «УК «Татбурнефть» (2018); Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» в рамках международного форума «Наука и инновации» ПАО «Татнефть» по направлению «Бурение нефтяных и газовых скважин» (2018); Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодёжи для нефтегазовой индустрии» по направлению «Бурение нефтяных и газовых скважин» в рамках форума «Наука и инновации» ПАО «Татнефть» (2018); Молодежной научно-практической конференции НП ООО «Горизонт» (2019); Международном нефтегазовом молодежном форуме «Hackathon Oil TATNEFT Challenge 2019» ПАО «Татнефть» (2019); Межрегиональном конкурсе «Лучший молодой преподаватель научно-образовательного кластера по подготовке кадров для нефтегазового комплекса Республики Татарстан 2019» ПАО «Татнефть» (2019); II Международном форуме «Наука и инновации» ПАО «Татнефть» (2019); Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии» по направлению «Буровые технологии

будущего» в рамках форума «Наука и инновации» ПАО «Татнефть» (2019); конкурсе «Лучший молодой ученый Республики Татарстан» в категории «Ученые» (2019).

### **Публикации**

По теме диссертации опубликовано 23 статьи, в том числе 8 – в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК, и один патент Российской Федерации.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы, включающего 92 наименования. Работа изложена на 100 страницах машинописного текста, содержит 55 рисунков и 21 таблицу.

Автор выражает особую признательность и искреннюю благодарность за поддержку и помощь, оказанные при работе над диссертацией, научному руководителю д.т.н. Г.С. Абдрахманову, д.т.н. Р.З. Сахабутдинову, д.т.н В.М. Валовскому, к.т.н. Ф.Ф. Ахмадишину, Н.Н. Вильданову, к.т.н. В.П. Филиппову, Н.Я. Тимкину, А.С. Халилову, д.т.н. Л.Б. Хузиной и коллективу кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Альметьевского государственного нефтяного института.

## ГЛАВА 1. АНАЛИЗ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН, В КОТОРЫХ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ ПРИМЕНЕНЫ РАСШИРЯЕМЫЕ ТРУБЫ (ПРОФИЛЬНЫЕ ПЕРЕКРЫВАТЕЛИ)

В нефтедобывающих регионах России широкое применение получило бурение наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием. Это связано с тем, что на сегодняшний день данный вид бурения является наиболее перспективным методом интенсификации добычи нефти и достижения полноты извлечения её из недр земли, особенно для месторождений со сложным строением, а также для месторождений, находящихся в поздней стадии разработки. Имеющийся в настоящее время большой отечественный и зарубежный опыт позволяет применять бурение скважин с горизонтальными окончаниями на месторождениях со степенью выработанности запасов 75-80 %, с тупиковыми, периферийными и застойными зонами, а также в местах, где ограничена возможность ведения буровых работ [1,17,18,20,22,23,51,54].

При бурении более сложных и более глубоких скважин все чаще встречаются различные осложнения, ликвидация которых связана со значительными затратами средств и времен. Осложнения и аварии при бурении скважины являются неотъемлемой, но нежелательной частью строительства скважины. Так или иначе они встречаются при бурении любой скважины, поэтому встает вопрос об их ликвидации и предупреждении. К сожалению, даже при использовании современных достижений в области конструирования и технологии сооружения скважин зачастую не удается избежать осложнений, препятствующих скоростному и эффективному бурению. Наиболее часто возникают такие осложнения, как поглощения бурового, промывочного и тампонажного растворов.

Мировой опыт последних лет показывает, что практически все скважины в той или иной степени осложнены технологической несовместимостью отдельных интервалов бурения. Именно поэтому технология локального крепления скважин профильными перекрывателями является актуальной на сегодняшний день [1,2,3,70,90].

## **1.1 Применение оборудования локального крепления скважин в ПАО «Татнефть»**

Бурение нефтяных и газовых скважин является трудоемким, очень сложным процессом, при котором встречаются всевозможные осложнения. Наиболее распространенное – поглощение бурового раствора. При бурении скважин до 12 % времени занимает борьба с поглощениями. При этом до 60 % материалов и времени затрачивается на изоляцию трещиновато-кавернозных пластов с высокой интенсивностью поглощения, которые составляют всего 10 % от общего числа изолируемых зон поглощений. Поглощение бурового раствора при бурении скважин обусловлено свойствами и характеристиками буримой породы. Это одно из самых распространенных осложнений, возникающих в процессе буровых работ, которое может стать причиной существенного увеличения затрат времени и труда. Поглощение бурового раствора объясняется наличием пор, трещин и пустот в породе, а также ее недостаточной устойчивостью перед давлением жидкости в скважине, в результате чего возникает гидроразрыв пласта. Природа этого явления заключается в разности давления скважинной жидкости и пластового давления. Ликвидация такой аварии при интенсивной степени поглощения жидкости является весьма сложным процессом и не всегда целесообразна [36,37,88,43,82,91].

С работами по ликвидации поглощений бурового раствора связаны не только значительные материальные потери, но и не поддающиеся учету значительные потери в добыче нефти из-за ухудшения коллекторских свойств продуктивности пластов, невысокого качества цементирования эксплуатационных колонн на осложненных скважинах и несвоевременного ввода скважин в эксплуатацию. В связи с этим совершенствование технологических способов ликвидации поглощений, применение новых технологий и материалов, дающих максимальный экономический результат, имеют исключительно важное значение.

Использование перекрываемателей со сварными и резьбовыми соединениями профильных труб полностью решило проблему изоляции зон поглощения бурового раствора независимо от их толщины, кавернозности ствола скважины и интенсивности поглощения. В Татарстане, Башкортостане, Удмуртии, Самарской, Оренбургской областях полностью исключено применение промежуточных обсадных колонн для изоляции этого вида осложнения. Однако до настоящего времени во многих нефтегазодобывающих районах к перекрытию зон осложнений расширяемыми обсадными колоннами приступают только после того, как применение многих других методов оказывается бесполезным [1].

Технологии на основе профильных расширяемых труб решают проблемы не только сокращения затрат средств и времени на строительство скважин, но и значительно увеличивают их производительность по нефти. За период с 1977 по 2017 гг. (40 лет) ПП применены в более 1700 скважинах, а расширяемые трубы для якорей к отклонителям при забуривании боковых стволов в более 3000 скважинах (Рисунок 1.1) [75,77].

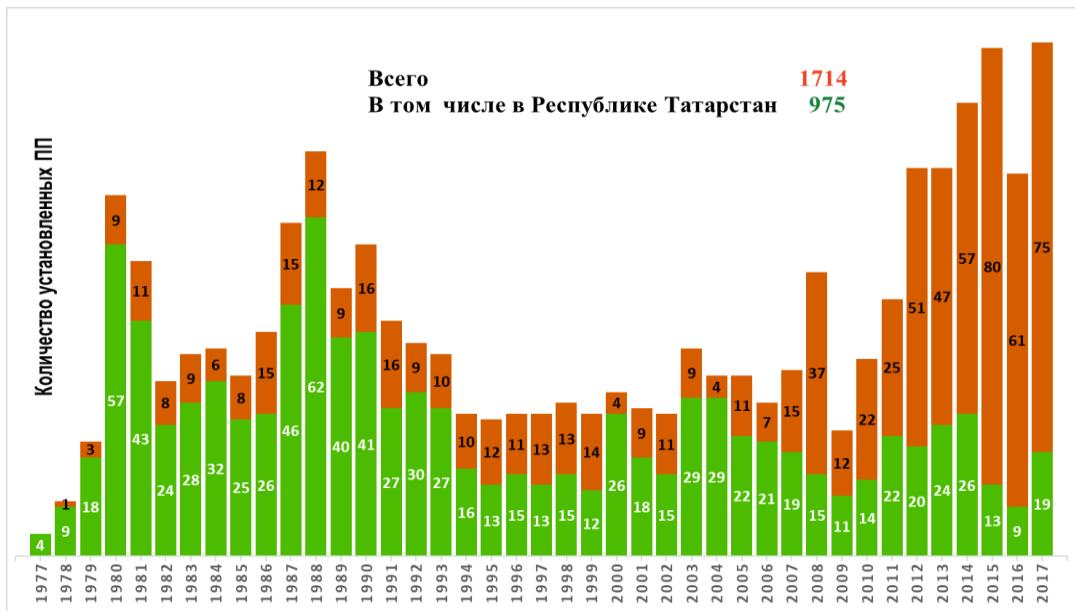


Рисунок 1.1 – Применение профильных перекрываемателей вместо обсадных колонн для локальной изоляции зон осложнений

В ведущих российских и зарубежных журналах и в учебном пособии для вузов «Крепление скважин экспандируемыми трубами» приведены примеры применения расширяемых труб для:

- изоляции интервалов потери циркуляции и осыпаний пород;
- удлинения зацементированных обсадных колонн снизу без уменьшения диаметра;
- ремонта обсадных колонн при бурении скважин и эксплуатационных колон;
- предотвращения ухудшения коллекторских свойств пласта;
- предотвращения преждевременной потери герметичности эксплуатационных колонн в зонах бурения с полной потерей циркуляции;
- решения проблем притока воды;
- разделения горизонтального ствола на сегменты для регулируемого отбора нефти и воды;
- заякоривания отклонителей при забуривании боковых стволов;
- перекрытия истощённых пластов для углубления скважин на нижние продуктивные объекты [75,79].

Исследования существующих тенденций в области крепления скважин показывают, что в общем комплексе работ по упрощению конструкций скважин основное внимание уделяется увеличению интервала бурения из-под башмака предыдущей обсадной колонны. Поскольку отмеченное обусловлено особенностями геологического разреза, уровнем развития техники и технологии, скоростью бурения скважин, качеством бурового раствора и является сложной проблемой, большинство осложнений и аварий связано со стремлением увеличить интервал бурения без крепления стенок скважины [39,40,6,11,63,65,71]. Применение внепроектных, часто ненадежных технологических решений для борьбы с осложнениями вызывает еще большие затруднения как в процессе бурения, так и при эксплуатации скважин, связанные с перетоками жидкости за эксплуатационной колонной и кондуктором, нарушением герметичности колонн вследствие наружной коррозии, высоким обводнением нефти на ранней стадии

эксплуатации, ухудшением фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта и др. В итоге это приводит к значительным затратам денежных средств, нарушению законов об охране недр и окружающей среды [75,79,77,80].

Качественным отличием применения ПП является отсутствие необходимости использования тампонажного цементного раствора в технологическом процессе ликвидации поглощения бурового раствора. При применении тампонажного цемента происходит загрязнение производственной и окружающей среды. При затаривании цемента в бункер смесителя, приготовлении цементного раствора, при цементировании скважины неизбежны потери как цемента, так и цементного раствора, что ведет к негативному влиянию на окружающую среду. Также вследствие применения меньшего количества автомобильной техники в процессе установки ПП уменьшается количество выбросов выхлопных газов в атмосферу.

В ПАО «Татнефть» отработана технология прогнозирования, предупреждения и ликвидации поглощений промывочной жидкости в зависимости от конкретных горно-геологических условий и характеристики поглощающего горизонта, но слабым звеном этой технологии является невозможность более точного и обоснованного прогнозирования вероятности поглощения, а, следовательно, и выбора конструкции скважины. Поэтому ранее, как правило, применялись тяжелые конструкции скважин с резервным диаметром ствола под спуск 245 мм «хвостовика» для ликвидации поглощения бурового раствора в серпуховском или фаменском горизонтах. Если учесть, что 87-93 % метража бурится наклонно-направленным способом с отходом от вертикали на 500-800 м, строительство подобных скважин является сложной технологической задачей и вызывает значительные материальные потери при ликвидации поглощений бурового раствора [1].

Разработка и внедрение новых технологий и технических средств для крепления нефтяных и газовых скважин с использованием специальных расширяемых труб, бесспорно, является крупным революционным шагом вперед в строительстве нефтяных и газовых скважин, не имеющим аналогов в мире.

Металлурги отказались поставлять штучную продукцию, для них это не выгодно, поэтому было принято решение создать общество с ограниченной ответственностью «Перекрыватель» [1].

Основная продукция завода на сегодня это оборудование локального крепления скважин (ОЛКС) 216, применяемое для борьбы с катастрофическими поглощениями промывочной жидкости, водопроявлениями, осипаниями и обвалами пород при бурении долотом 215,9 мм под эксплуатационную колонну диаметром 178 (168, 146) мм.

В скважину после расширения с 216 до 240 мм спускаются профильные трубы диаметром 196 мм. Далее они раздаются до диаметра расширенной части скважины. Расширение профильной части производится под действием промывочной жидкости давлением до 15 МПа, а цилиндрических участков – развалыцевателями одношарошечными, роликовыми или пуансонами. После раздачи трубы плотно прилегают к стенке скважины, а проходное отверстие труб с толщиной стенки 8 мм составляет 220 мм, что позволяет продолжить бурение без потери диаметра. Резьбовое или сварное соединение по профильным концам труб позволяет составить колонны длиной до 500 м [1].

Основная цель производства перекрывателей – упрощение конструкции скважин за счет исключения промежуточных колонн, колонн-«летучек» и «хвостовиков», а, следовательно, и значительное удешевление.

Данная технология предусматривает перекрытие зоны поглощения специальными профильными обсадными трубами (такой перекрыватель получил название ОЛКС-216У) и их последующее выпрямление под действием избыточного давления и развалызовку шарошечными развалыцевателями РШ-196 в стволе скважины диаметром 215,9 мм. Дальнейшее бурение ведется с уменьшением диаметра используемых долот с 215,9 до 190,5 мм.

Второй тип ОЛКС-216-С аналогичен по конструкции, предусматривает предварительное расширение диаметра ранее пробуренного ствола скважины до 230-237 мм. При помощи расширителя РРМ-216-237 под действием давления 3-4 МПА плашки расширителя выдвигаются в рабочее положение. Производится

зарезка, в течение 5-7 минут бурильный инструмент вращается на одном месте со скоростью 60-75 об/мин с промывкой. При наличии посадки (1-2 т.с) ствол скважины расширяют. Интервал расширения скважины и результат определяют каверномером. Затем, как и в первом варианте, проводится спуск ОЛКС с последующим выправлением под действием давления и развалицовывается тремя способами: а) последовательной развализовкой шарошечными развалицевателями трех диаметров РШ-196, РШ-208, РШ-216; б) развализовкой роликовым развалицевателем РР-170/218 М1; в) пуансонами [1].

Дальнейшее бурение скважины продолжается без изменения диаметра долот, т.е. диаметром 215,9 мм. Данная технология ликвидации поглощений промывочной жидкости разрабатывалась на территории Республики Татарстан и получила широкое распространение в других областях: Самарской, Оренбургской, Башкортостане, Удмуртии, а также за рубежом.

Совершенствование и доработка в ПАО «Татнефть» новой технологии ликвидации поглощений промывочной жидкости за счет использования ПП позволяет добиться значительного снижения материальных затрат на ликвидацию осложнений и на строительство скважин за счет облегчения конструкции скважин.

### **1.1.1 Организационно-подготовительные работы**

До начала работ по спуску ОЛКС проводится комплекс геофизических работ: каротаж сопротивления (КС), каротаж потенциала собственной поляризации (ПС), кавернometрия, гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК) – с целью уточнения зоны поглощения. Необходимо исследовать скважину до одного метра зону осложнения. На основе полученных результатов выбирается интервал установки ПП с учетом того, что перекрытие зоны осложнения должно быть не менее 3 м.

Перед спуском перекрываеля проводится визуальный осмотр деталей, инструмента, принадлежностей. Исправление дефектов на пакерах и профильных трубах не допускается.

Для улучшения изоляции зон поглощения применяется герметизирующая паста, которую готовят следующим образом: в растопленный битум добавляют 10 % автола к его весу и тщательно размешивают. При сборке перекрывателя паста заливается во впадины профильных труб, которые находятся выше и ниже зоны осложнения. Для сборки и спуска перекрывателя необходимо применять специальные хомуты [1].

### **1.1.2 Технология установки профильного перекрывателя**

Перекрыватель спускается на бурильных трубах в скважину в интервал установки при расстопоренном крюке талевого блока, и не допускается превышение осевой нагрузки на перекрыватель более 100 кН. Цементировочным агрегатом или буровым насосом создается избыточное давление в перекрывателе 9-12 МПа. При этом перекрыватель прижимается к стенке скважины и изолирует зону осложнения.

Проверяется установка перекрывателя в скважине разгрузкой или натяжением инструмента до 150-200 кН и вращением ее вправо отворачивается бурильная колонна от перекрывателя. Перекрыватель развалицовывается при помощи развалицовой головки, роликового развалицевателя или пuhanсонов, которые плотно прижимают профильную трубу к стенкам скважины [9,59,60,61,62,84,85].

Несмотря на большой опыт применения ПП, затраты времени на локальное крепление зон осложнений остаются высокими.

На диаграмме (Рисунок 1.2) показаны средние затраты времени на технологические операции при изоляции зоны осложнения ПП длиной 100 м на глубине 1500 м, которые составляют 128 часов (5,3 суток). При этом основное время (86 часов) затрачивается на сборку ПП и вальцевание [75,79].

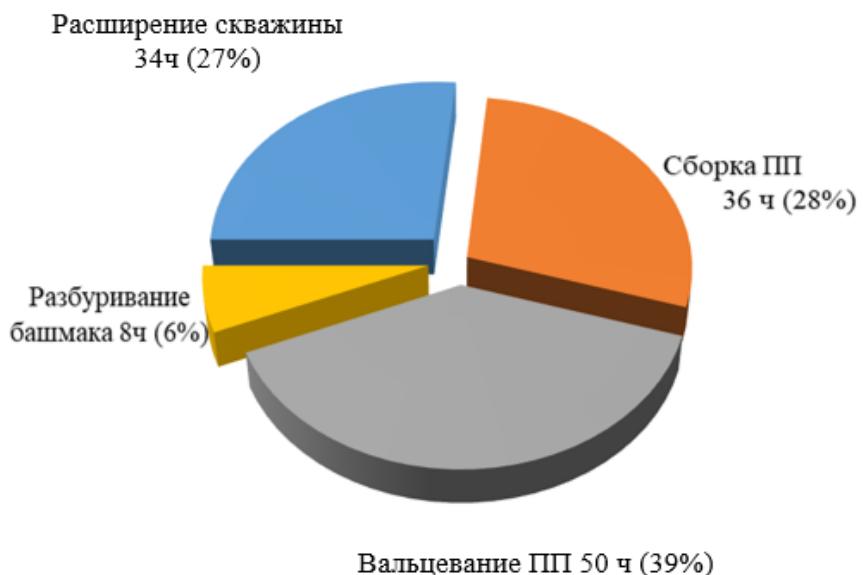


Рисунок 1.2 – Баланс календарного времени на изоляцию зоны поглощения ПП с раздачей цилиндрических участков одношарошечным развальцевателем в сочетании с роликовыми

Кроме того, в процессе вальцевания происходит большой износ развальцевателей и нарушение резьбовых соединений, поэтому в ПП длиной более 50 м вместо резьбовых соединений применяютстыкосварные, но подготовка концов труб и сварка их на буровой связана со значительными затратами ручного труда и времени.

Ещё одним существенным недостатком развальцевателей является то, что они имеют ограниченный максимальный диаметр раздачи 218 мм, что затрудняет прохождение компоновок бурильного инструмента через установленный в скважине ПП.

Институтом «ТатНИПИнефть» ведутся научные исследования для перехода от сварных соединений профильных труб на устье скважины к резьбовым с расширением их в условиях скважины путём поочерёдного проталкивания пuhanсонов за несколько переходов. Разработаны резьбовые соединения ОГ1м-194 и раздвижные сферические пuhanсоны диаметрами 184, 196, 204 и 218 мм для расширения всех резьб и цилиндрических участков ПП за одну СПО [75,79].

Стендовые (Рисунок 1.3) и промысловые испытания показали, что осевые усилия при проталкивании пuhanсонов разного размера находятся в пределах 178-525 кН, которые сопоставимы с данными теоретических исследований.

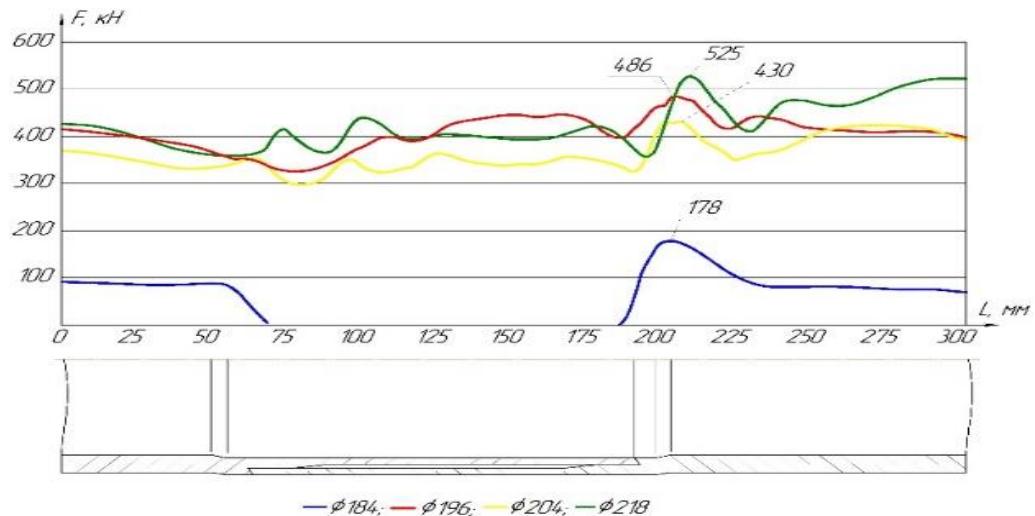


Рисунок 1.3 – График изменения осевых усилий при расширении пuhanсонами резьбового соединения ОГ1м-194 за четыре перехода

Для снижения процента расширения цилиндрических участков перекрывателя с 25 до 22 % и увеличения остаточного ресурса пластичности металла при расширении пuhanсонами в несколько переходов разработано резьбовое соединение ОГ1м-200.

С целью снижения осевых усилий при расширении резьбовых соединений предложено перейти от 4-переходного маршрута расширения к 5-переходному с диаметрами пuhanсонов 186, 196, 204, 212 и 220 мм. По результатам стендовых испытаний установлено, что осевые нагрузки снижаются на 20 % (Рисунок 1.4) [75,79].

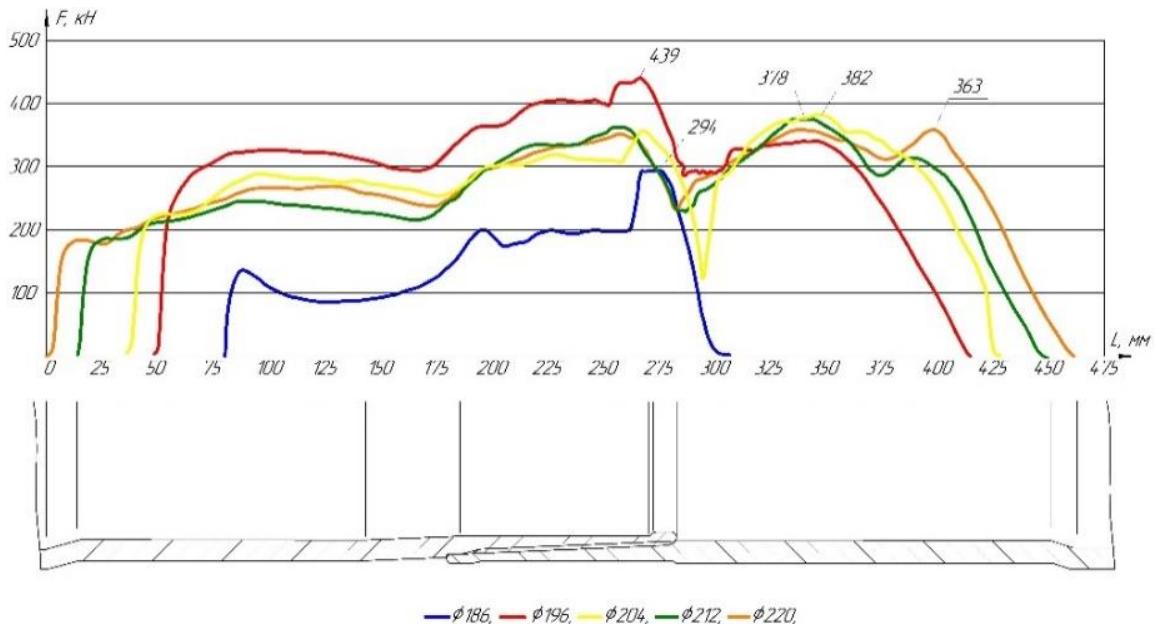


Рисунок 1.4 – График изменения усилий раздачи резьбового соединения ОГ1м-200 сферическими пуансонами за пять переходов

При креплении скважин с зенитными углами более  $20^{\circ}$  расширяемыми трубами возникает проблема непрохождения компоновок на входе в ПП из-за образования концевого сужения («концевой эффект»), что является причиной дополнительных затрат времени при вальцовке «головы» перекрывателя развальцователем.

Решение проблемы было найдено путём установки в посадочном устройстве профильного шестилучевого патрубка над цилиндрическим (Рисунок 1.5), который исключает напряжение растяжения в концевом участке перекрывателя при его расширении [75,79,80].

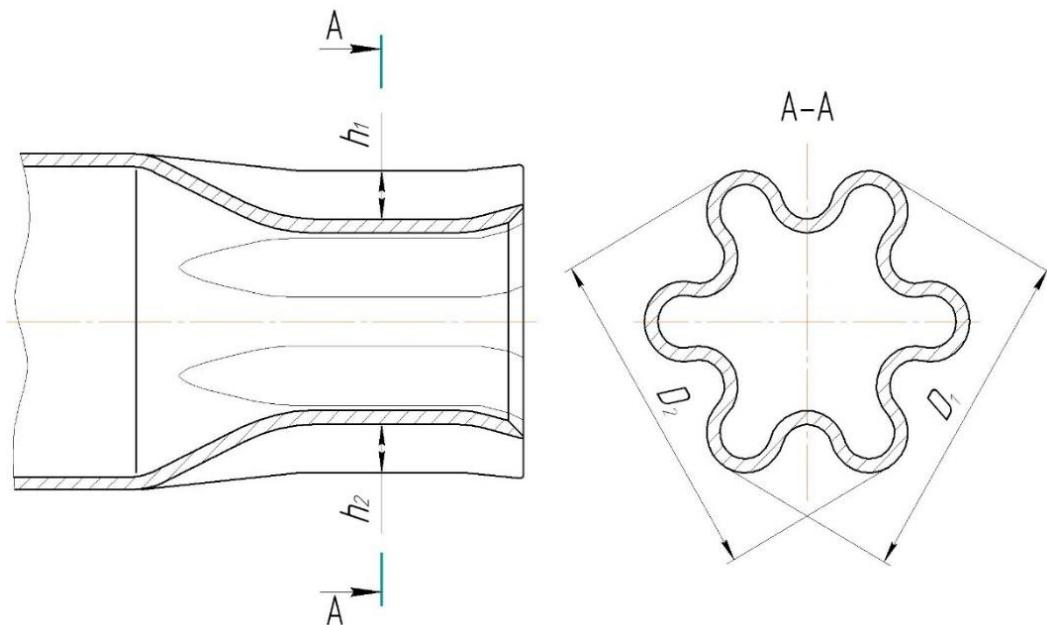
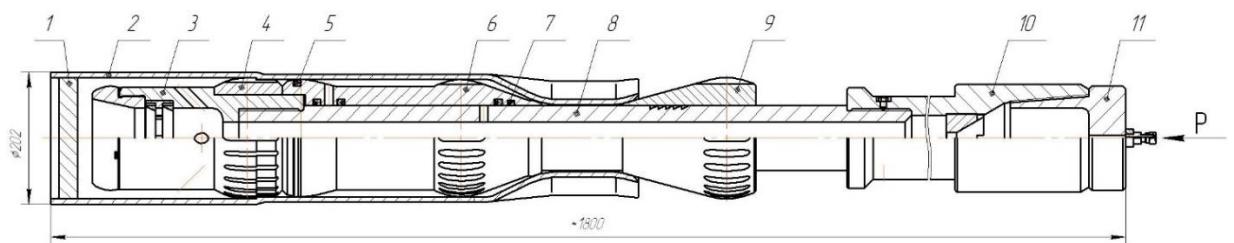


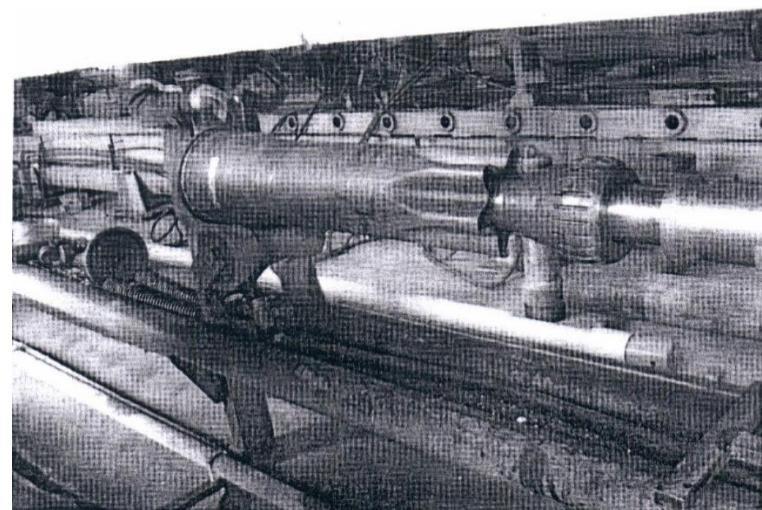
Рисунок 1.5 – Профильно-цилиндрический патрубок

На Рисунке 1.6 приведены схемы гидравлических испытаний посадочного устройства с профильно-цилиндрическим патрубком.

а



б



в

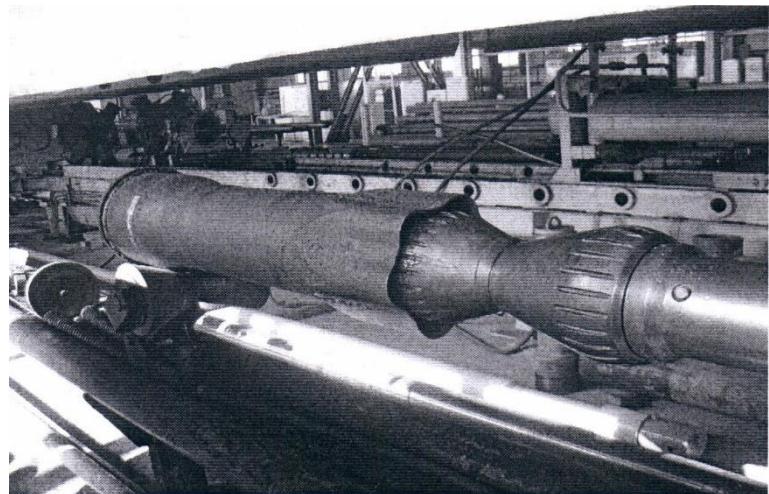


Рисунок 1.6 – Схемы гидравлических испытаний посадочного устройства:  
 а – общий вид посадочного устройства (1 – заглушка; 2 – патрубок посадочный; 3 – корпус; 4 – пуансон нижний; 5 – манжеты; 6 – пуансон подвижный; 7 – кольцо замковое; 8 – шток; 9 – пуансон верхний; 10 – переводник; 11 – заглушка со штуцером);  
 б – общий вид испытательного стенда с посадочным устройством;  
 в – гидравлические испытания под давлением 17,5 МПа

Под давлением нагнетаемой жидкости профильная часть патрубка расширяется подвижным пуансоном 6 (Рисунок 1.6а) диаметром 180 мм до диаметра  $D_1 = 235,5$ ,  $D_2 = 235,8$  мм (Таблица 1.1; Рисунок 1.6в).

Таблица 1.1 – Изменение размеров профильной части патрубка под действием подвижного пуансона

P, МПа	D <sub>1</sub> , мм	D <sub>2</sub> , мм	h, мм	h', мм	D <sub>вн1</sub> , мм	D <sub>вн2</sub> , мм
5,0	205,5	206,0	27,0	25,0	-	-
7,0	205,0	205,5	28,5	25,5	-	-
9,0	206,0	205,0	27,0	24,0	-	-
11,0	206,5	205,0	27,0	25,0	-	-
13,0	206,5	205,5	27,0	24,0	-	-
15,0	205,5	205,5	27,5	25,0	-	-
17,5	235,5	235,1	9,7	11,0	180,0	180,6
	235,5	235,9	9,5	9,7		
	235,5	235,8	9,5	9,5		

На Рисунке 1.7 приведены значения усилий раздачи профильно-цилиндрического патрубка пуансонами после гидравлического расширения

профильной части, которые значительно ниже нагрузок, возникающих при раздаче резьбовых соединений.

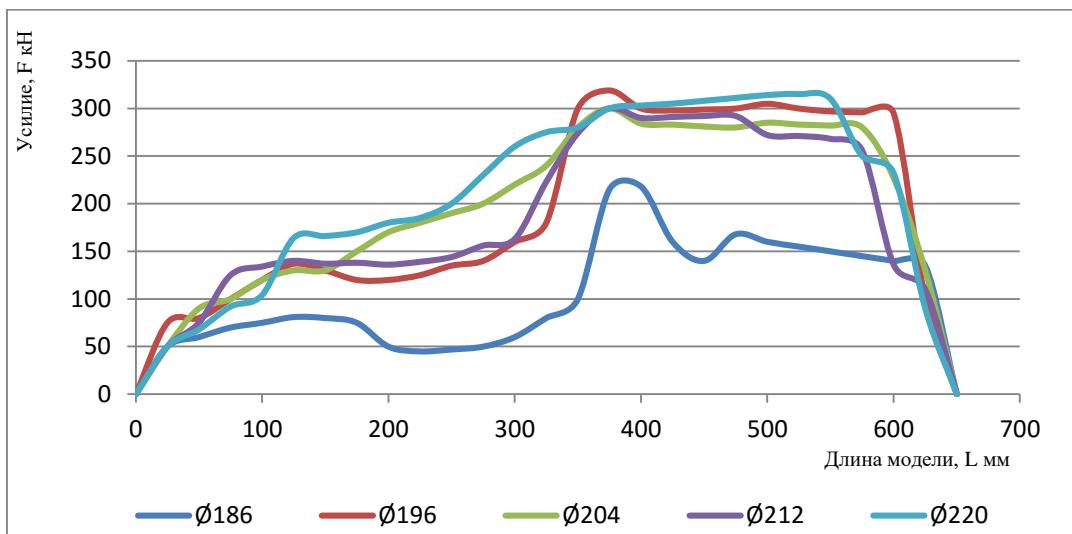


Рисунок 1.7 – Зависимость усилий раздачи от формы модели и диаметров пuhanсонов: 0-300 мм – профильная часть; 300-400 мм – переходный участок от профиля к цилиндуру; 400-650 мм – цилиндрическая часть

Новая конструкция посадочной головки применена на шести скважинах при установке девяти перекрываемателей, что позволило беспрепятственно проходить через «голову» ПП бурильным компоновкам и сократить операцию дополнительного рейса развалыцевателя для устранения концевого эффекта.

На Рисунке 1.8 приведён полный комплекс оборудования для локальной изоляции зон осложнений расширяемыми профильными трубами с использованием раздвижных сферических пuhanсонов (УБТ – утяжелённые бурильные трубы, ПГ – пuhanсон раздвижной гидравлический, пuhanсоны раздвижные механические, КПШ – клапан перепускной шаровой).

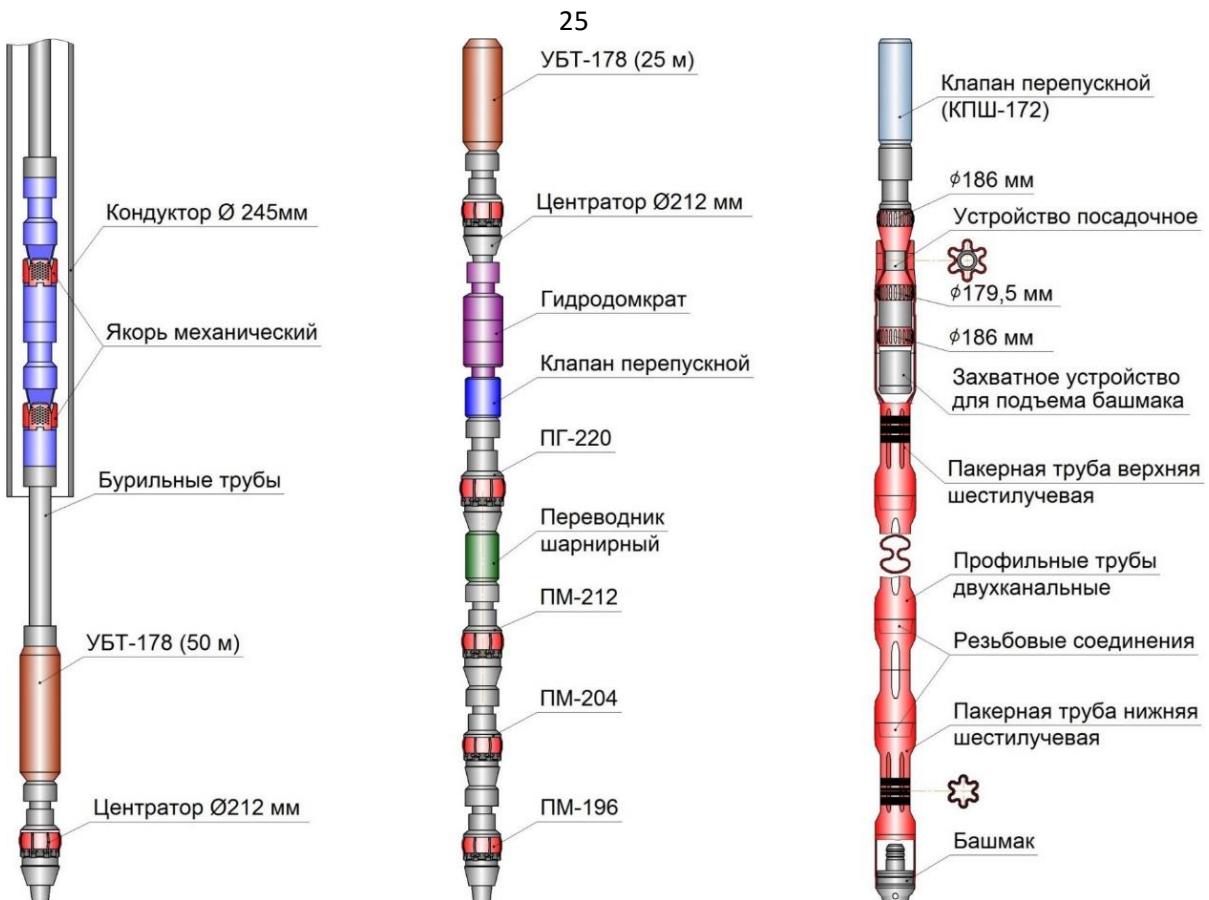


Рисунок 1.8 – Схема компоновки при установке ОЛКС-216М-РС

Большие затраты времени (в среднем 34 часа) связаны с расширением стенок скважины перед установкой ПП. Разработана технология вскрытия зоны осложнения с одновременным расширением диаметра скважины, которая исключает эти затраты. Такая технология применена при установке 15 ПП [75,79].

## 1.2 Анализ и сравнение качества крепления скважин в интервалах осложнений, при бурении которых применялись профильные трубы и другие методы ликвидации

Повышение эффективности добычи нефти за счет применения рациональных систем разработки месторождений, совершенствования технологии буровых работ, улучшения их технического оснащения, широкого внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи пластов и применения прогрессивных технологических процессов – одна из важнейших задач нефтяной промышленности [14,15,16,19,66].

Большим резервом для повышения эффективности добычи нефти является увеличение срока службы скважин и ускорение в них восстановительных работ, что, в свою очередь, позволит значительно увеличить межремонтный период работы скважин. Срок службы скважины до первого отказа в настоящее время ниже амортизационного срока ее работы и составляет в среднем 10-12 лет. Количество скважин возрастом более 10 лет составляет более 60 % от общего фонда скважин, а число отказов скважин растет по экспоненциальному закону и является функцией времени (возраста скважины). Общие затраты на ремонтно-восстановительные работы скважин составляют 15 % их сметной стоимости, а продолжительность ремонта нередко превышает время их строительства [31,32, ,49,67,89,92,42,83].

На долговечность скважины большое влияние оказывает качество ее крепления, которое за последние годы значительно улучшилось, однако еще имеет место преждевременный выход из строя обсадных колонн из-за наличия дефектов крепи вследствие нарушения технологии крепления или освоения скважин. Кроме того, в период длительной эксплуатации происходит старение и износ крепи скважин в связи с процессами коррозии обсадных труб и цементного камня [4,7,8,10,47,68,73]. В процессе эксплуатации многопластовых месторождений появляется также необходимость отключения отработанных нефтеносных пластов и введения в эксплуатацию новых.

Приведенные данные показывают, насколько важна задача продления срока службы скважины и сокращения затрат времени и средств на восстановление скважин за счет прогрессивных технологий и технических средств. Задачи по восстановлению нарушений обсадных колонн в процессе строительства и эксплуатации скважин решаются в нашей стране в основном путем вторичного крепления скважин различными тампонажными смесями. Однако, как показывает опыт, эффективность этих работ не превышает 60 %, а герметичность колонн при этом достигается на короткий срок эксплуатации скважины [41,48].

Цементирование скважин является сложной инженерной задачей, требующей пристального внимания на всех этапах строительства скважин.

Обеспечение качественного цементирования позволяет резко увеличить долговечность скважин, срок добычи безводной продукции и газами и др. На качество цементирования скважин большое влияние оказывает время контакта буферной жидкости и тампонажного раствора со стенками скважин. В очевидной связи со временем контакта находится полнота вытеснения глинистого раствора и степень очистки стенок скважины. Время контакта в конечном счете должно определять объем буферной жидкости [38,87,12,30,44,53,56,57,58,64,74,81].

Для анализа рассмотрено 512 скважин Федотовской площади Ромашкинского месторождения начиная с 1970-х гг. В этих скважинах проанализированы следующие данные:

- год ввода в эксплуатацию;
- забой;
- диаметр скважины;
- начало и окончание бурения;
- интервал установки ПП и его длина;
- качество крепления скважин;
- высота подъема цемента;
- первый ремонт по причине нарушения изоляции колонны;
- виды нарушений;
- виды работ по ремонту нарушения изоляции обсадной колонны;
- техническое состояние;
- время эксплуатации до первого ремонта с момента ввода в эксплуатацию;
- длительность бурения;
- общее время эксплуатации.

Анализ показывает положительные результаты применения ПП, а именно улучшение качества цементирования. Рассмотрим для наглядности схожие скважины, в которых был полный уход промывочной жидкости. Сравним аналогично скважины, в которых ПП был установлен, и где осложнения устранили иными способами [31,32,72].

Пример 1 – скважины 877 и 3913.

В скважине 877 при бурении произошел полный уход бурового раствора. Принято решение ликвидировать цементированием осложненный участок. Качество цементирования данного участка после спуска обсадной колонны и тампонажных работ плохое. Более того, через 144 месяца в этом интервале (877 м) произошел износ колонны. Сопоставив аналогичную скважину 3913, в которой также на глубине 852 м произошел уход, пытались ликвидировать при помощи цементного моста. Данный метод положительных результатов не дал. В результате чего был установлен ПП в интервале 844-878 м. Качество цементирования данного участка улучшилось (частичное).

Пример 2 – скважины 894 и 7349.

На скважине 894 в интервале 792-1280 м качество цементирования плохое, более того, через 25 месяцев эксплуатации нарушена герметичность колонны на глубине 894 м по причине коррозионного износа. На схожей скважине 7349 после неудачной попытки ликвидировать полный уход промывочной жидкости цементированием в интервале 882-932 м был установлен ПП. Качество цементирования данного участка улучшилось (хорошее) [31,32,92].

Рассмотрев таким же способом оставшиеся скважины, получили результат качества цементирования скважин (Таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Сравнение качеств цементирования скважин

	Цемент отсутствует, %	Плохое качество цементирования, %	Частичное качество цементирования, %	Хорошее качество цементирования, %
Скважины без ПП	24	17	22	37
Скважины с ПП	0	2	13	85

В ходе анализа установлено улучшение качества цементирования эксплуатационных колонн за счет применения ПП. Выявлено, что в 297 скважинах без ПП лишь 37 % качественно зацементированы, а где установлены ПП (215 скважин), – 85 %.

Для наглядности представим данные в виде графика (Рисунок 1.9).

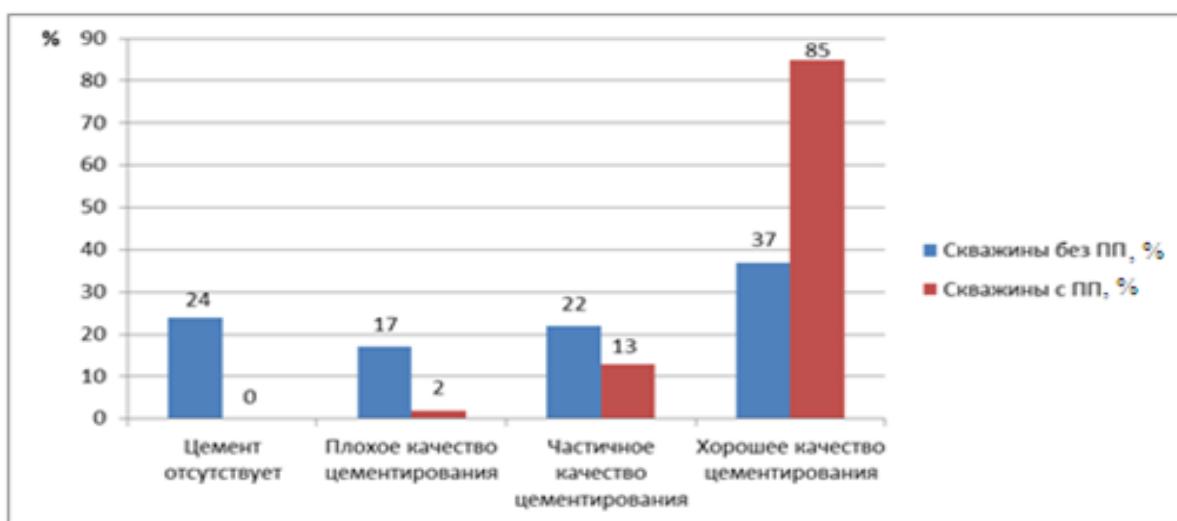


Рисунок 1.9 – Сравнение качества цементирования скважин

Полученный результат показывает, что установленный ПП в высококавернозных зонах с интенсивным поглощением бурового раствора улучшает качество цементирования, благодаря тому, что цемент не перемешивается в кавернах с буровым раствором и не поглощается в пласт [31,32,41,49].

### 1.3 Анализ конструкций скважин, сроков их эксплуатации до первых ремонтных работ по восстановлению герметичности обсадных колонн

Из рассмотренных 512 скважин ПП установлен на 215. В интервале его установки нарушений герметичности не выявлено. В оставшихся 297 скважинах нарушения, связанные с герметичностью обсадной колонны, были найдены в 208 скважинах (70 %). Сравнив интервалы, где были выявлены нарушения, и сопоставив их с интервалами, где были установлены ПП, видно, что ПП защищают от коррозии, размыва и тем самым увеличивают срок службы скважины [32].

Для наглядности рассмотрим несколько скважин Федотовской площади Ромашкинского месторождения:

– 7192, 3089, 7285 – это скважины, в которых ПП не установлен, а причину осложнений устранили методами намыва волокна, установкой цементного моста и т.д.;

– 1179, 3046, 7349 – в данных скважинах вышеуказанные методы положительных результатов не дали, после чего были установлены ПП, которые благополучно справились с поставленной задачей.

Рассмотрев интервалы, где есть нарушение герметичности, и сопоставив скважины, соответственно получим:

– на скважине 7192 в интервале 1499-1499,7 м было выявлено нарушение эксплуатационной колонны, на аналогичной скважине 1179 в этом же интервале установлен ПП длиной 26 м (1479-1505 м), за 36 лет эксплуатации нарушений не было.

Аналогичные результаты выявлены и в других скважинах (Таблица 1.3).

Таблица 1.3 – Время до первого ремонта скважин

Номер скважины без ПП	Интервал нарушения обсадной колонны, м	Время до первого ремонта, год	Нарушения	Номер скважины с ПП	Интервал установки ПП (длина), м	Время эксплуатации, год	Нарушения
7192	1499-1499,7	20	Нарушение эксплуатационной колонны	1179	1479-1505 (26)	36	Нарушений нет
3089	1436	35	Негерметичность эксплуатационной колонны	3046	1360-1660 (300)	37	Нарушений нет
7285	855-910	29	Нарушение эксплуатационной колонны	7349	882-932 (50)	29	Нарушений нет

Анализ времени эксплуатации скважин до первых ремонтных работ по причине потери герметичности колонны показал, что из 297 скважин, где осложнения ликвидированы без ПП:

– в 9 % – до 10 лет;

- в 24 % – после 10 лет;
- в 38 % – после 20 лет;
- 29 % скважин либо эксплуатируются, либо законсервированы.

В 215 скважинах с изоляцией интервалов бурения с полной потерей циркуляции ГПП нарушения герметичности эксплуатационных колонн отсутствуют [32].

Для наглядности представим данные в виде графика (Рисунок 1.10).

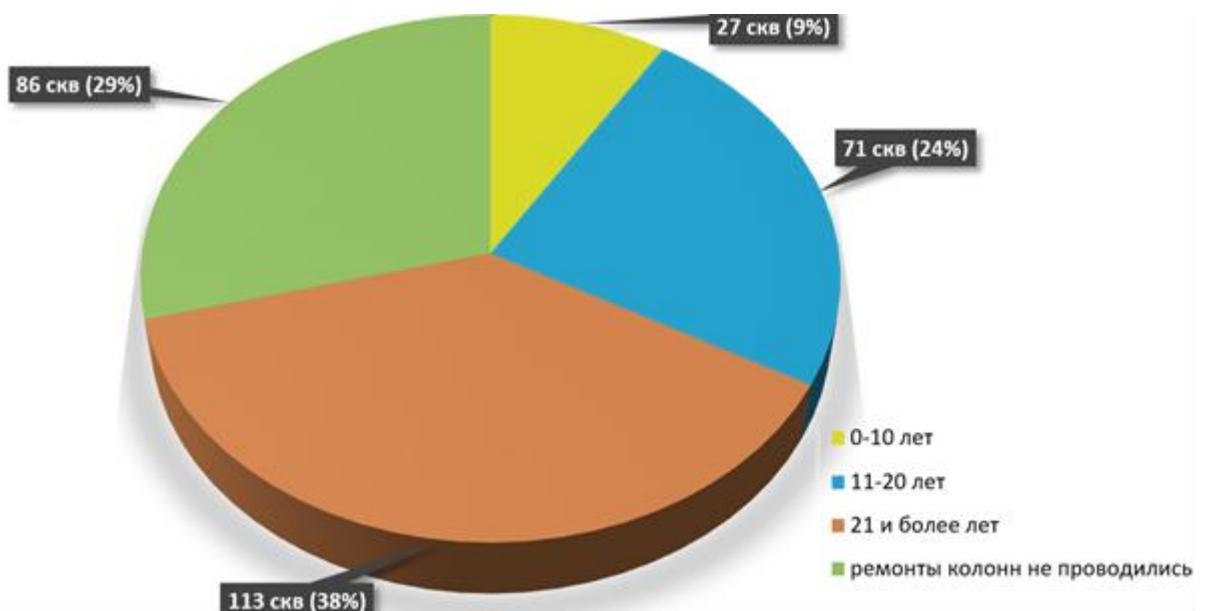


Рисунок 1.10 – Диаграмма, показывающая первый ремонт по причине нарушения герметичности эксплуатационной колонны в скважинах без ПП

Таким образом, ПП позволяют не только надежно изолировать в процессе бурения скважин любую зону независимо от кавернозности пород и интенсивности поглощения, но и на многие годы увеличивают срок работы эксплуатационных колонн без потери герметичности [32,41,89].

#### **1.4 Анализ выбора эффективного метода ликвидации поглощения бурового раствора**

Для определения сложности ликвидации поглощения бурового раствора необходимо произвести оценку пласта и оперативно выбрать наиболее

эффективный метод для изоляции осложнения. Для этого можно использовать радиометрию, а именно значения минимума кривой НГК [52]. Во всех случаях после установки ПП участки с минимальными значениями НГК оставались открытыми. Об этом свидетельствует наблюдение за остаточным поглощением, на изоляцию которого необходимо затратить дополнительное время и большое количество материала. В некоторых случаях требовалось произвести наращивание ПП из-за невозможности ликвидировать зону поглощения иными методами. Так, при уточнении с помощью НГК и каверномера с перекрытием полностью интервала поглощения дополнительные работы не требуются. Также замечено, что минимум кривой НГК показывает не только местоположение интервала поглощения, но и степень ее сложности, что, в свою очередь, объясняет необходимость и целесообразность изолирования данного участка при помощи ПП. Для того чтобы определить и выявить соответствие значений НГК к той или иной категории сложности, были сняты показания с кривых ГК и НГК в интервалах поглощения по всем скважинам Федотовской площади Ромашкинского месторождения Республики Татарстан. На основе полученных данных зоны поглощения в этих скважинах разделены на 4 категории по уровню сложности изоляции (Таблица 1.4), также для наглядности создана карта зон с различными показаниями НГК (Рисунок 1.11) [1].

Таблица 1.4 – Категории сложности изоляции поглощения бурового раствора

Категория	Время на ликвидацию поглощения, ч	Значение НГК, усл. ед.	Цвет зоны на картинке
I	до 24	более 1,4	желтый
II	24-48	1,2-1,4	зеленый
III	48-96	1,0-1,2	синий

IV	более 96	менее 1	красный
----	----------	---------	---------

Почти во всех скважинах четвертой категории (скважины с катастрофическим поглощением) ликвидация производилась при помощи ПП.

Из Рисунка 1.11 видно, что большое количество времени, а, следовательно, материала затрачено на изоляцию зон интенсивного поглощения, в которых в последующем установлен ПП. Основная причина в том, что перед тем, как установить ПП для ликвидации поглощения, пытались изолировать зону другими методами, которые не давали положительных результатов. В итоге время на изоляцию существенно увеличивалось. Для того чтобы исключить «красные зоны» и там, где необходимо, сразу устанавливать ПП, разработан метод диагностики зон поглощений бурового раствора [1,5].

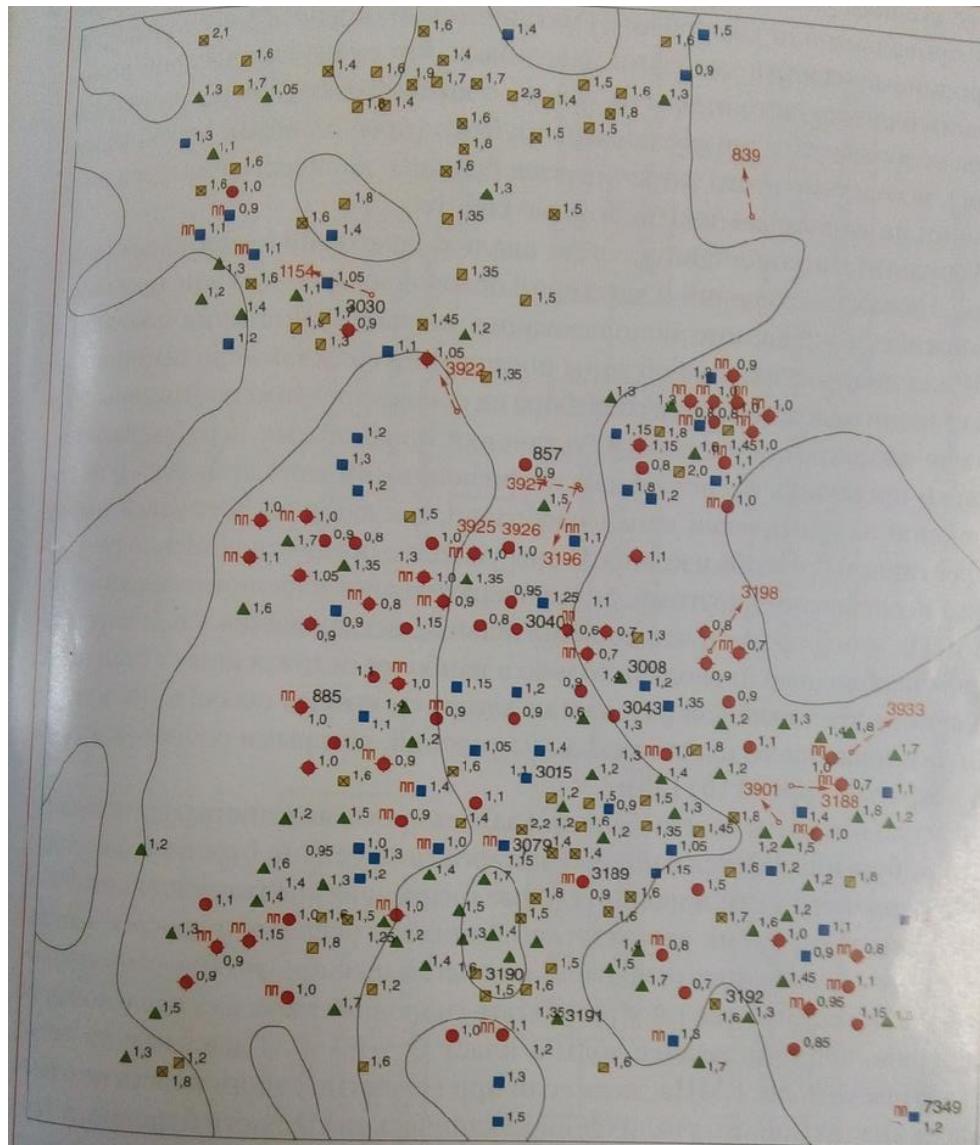
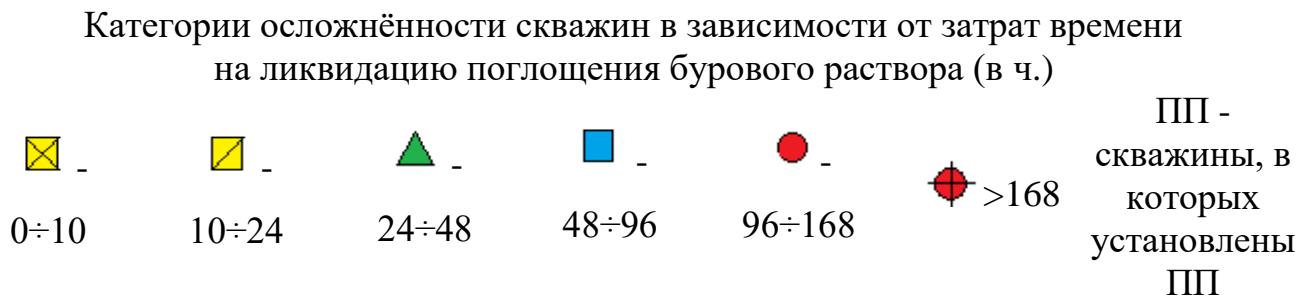


Рисунок 1.11 – Карта зон с различными показаниями НГК

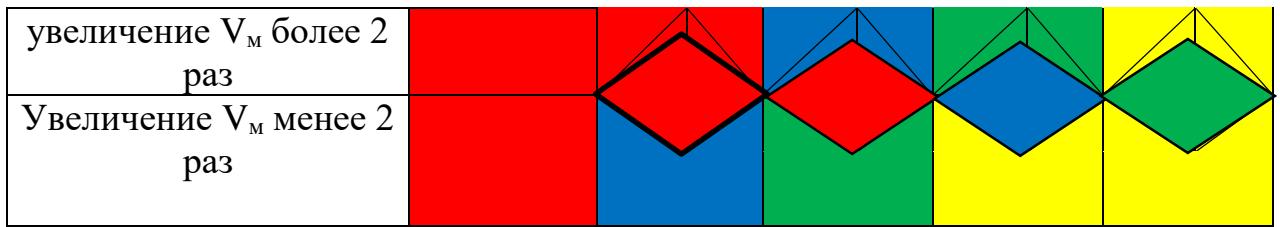


Анализ, проведённый по многим скважинам, а именно в тех случаях, когда встречался полный уход бурового раствора и вскрытие которых сопровождалось провалами или увеличением механической скорости в несколько раз, показывает, что точность диагностики зон интенсивных поглощений в трещиновато-кавернозных пластах при помощи гидродинамических исследований (ГДИ) невелика. Также стоит отметить самое главное: ГДИ не могут дать точного ответа на вопрос о необходимости применения ПП, вследствие чего расходуется большое количество времени и материалов на иные методы ликвидации.

Результаты сопоставленного анализа значений ГДИ и категорий сложности в этих зонах доказали возможность успешного использования значений минимума кривой НГК для диагностики любой зоны поглощения – как от самой низкой, так и до самой высокой степени осложненности. Таким образом, происходит выбор на основе предложения методов изоляции зоны поглощения, в том числе и применения ПП [1,5].

Сопоставленный анализ большого объема данных исследования скважин с данными по изоляционным работам позволил установить основные критерии для выбора наиболее эффективного метода ликвидации поглощения бурового раствора (Рисунок 1.12) [5].

Показания	НГК, усл. ед.				
	<1,0	1,0÷1,2	1,2÷1,4	1,4÷1,6	>1,6
Разуплотненность					
Провалы инструмента,					



█ установка профильного перекрывателя;

█ намыв наполнителей и цементирование;

█ намыв наполнителей;

█ регулирование параметров бурового раствора, раствора с инертным наполнителем;

█ каверна  $\varnothing > 300$  мм и  $H > 2$  м

Рисунок 1.12 – Диагностика зон поглощений бурового раствора по данным радиоактивного каротажа (РК) и кавернометрии

При бурении скважины 6312д проведены геофизические исследования (Рисунок 1.13).

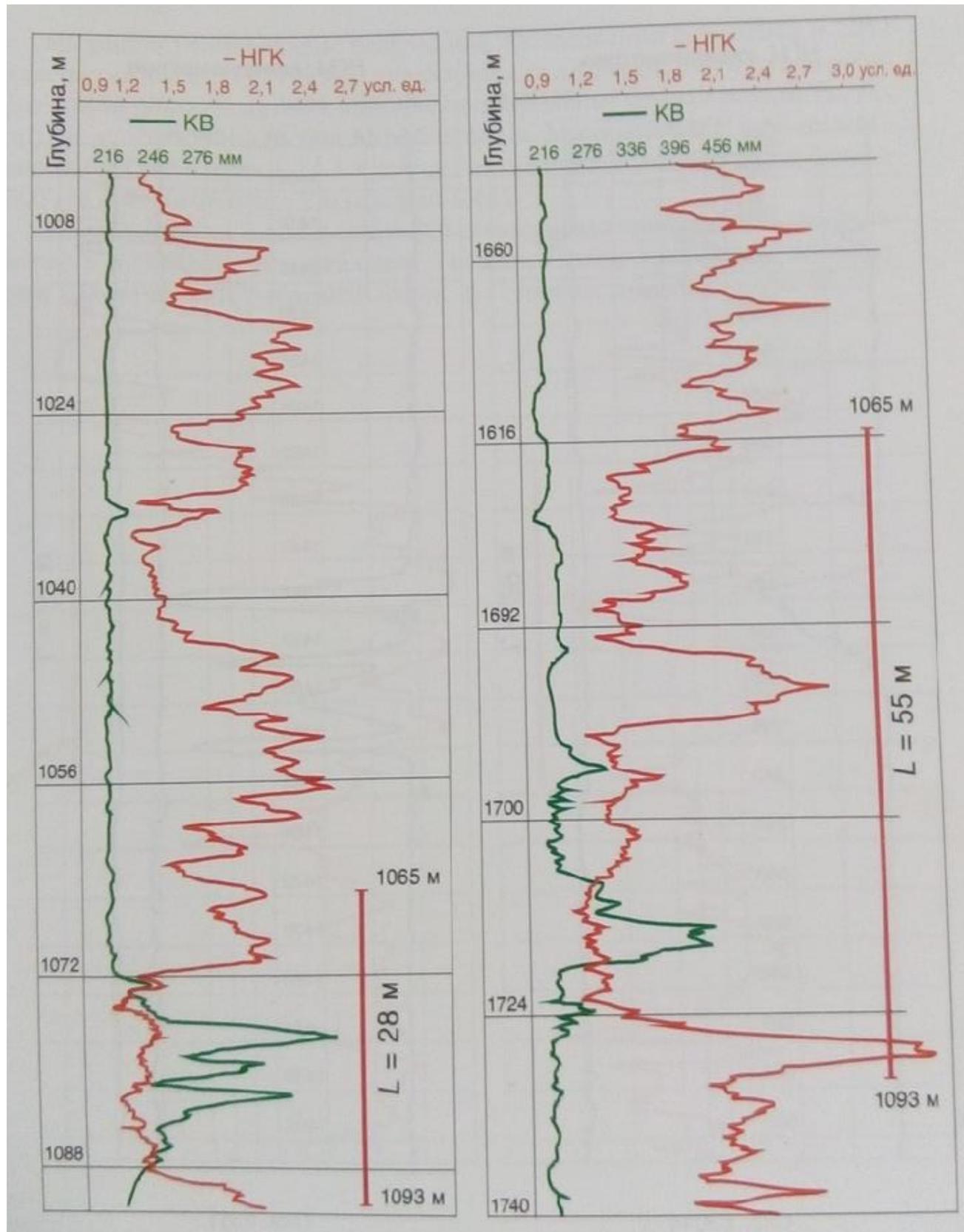


Рисунок 1.13 – Результаты геофизических исследований скважины 6312д

В этой скважине при бурении интервала поглощения регулярно встречались провалы бурового инструмента на глубинах 1075,5-1077,8; 1086-1087,5 и 1716-1719 м. После проведения РК и кавернометрии поглощающие пластины были

изолированы двумя ПП длиной 28 и 55 м, и скважина пробурена до проектной глубины без поглощения бурового раствора [1].

Рассмотрим более подробно на этом примере использование диагностики зон поглощений бурового раствора по данным РК и кавернometрии. Как видно на Рисунке 1.13, значения НГК в интервале 1072-1088 м составляют 1-1,2 усл. ед., также известно, что бурение сопровождалось постоянными провалами. Исходя из этого, по диаграмме видно, что попадаем в «красную зону» (Рисунок 1.12).

Второй интервал на этой же скважине рассмотрен аналогично. Как в первом случае, так и во втором – «красная зона», которая свидетельствует о необходимости установки ПП, что и было сделано.

В скважинах 6304а и 2311, при бурении которых встретился уход бурового раствора, интервалы поглощений также изолированы ПП, так как другие методы оказались неэффективными [1].

Рассмотрим подробнее схему принятия решения именно этого метода. После бурения интервала поглощения проведены исследования НГК и кавернometрии (Рисунок 1.14).

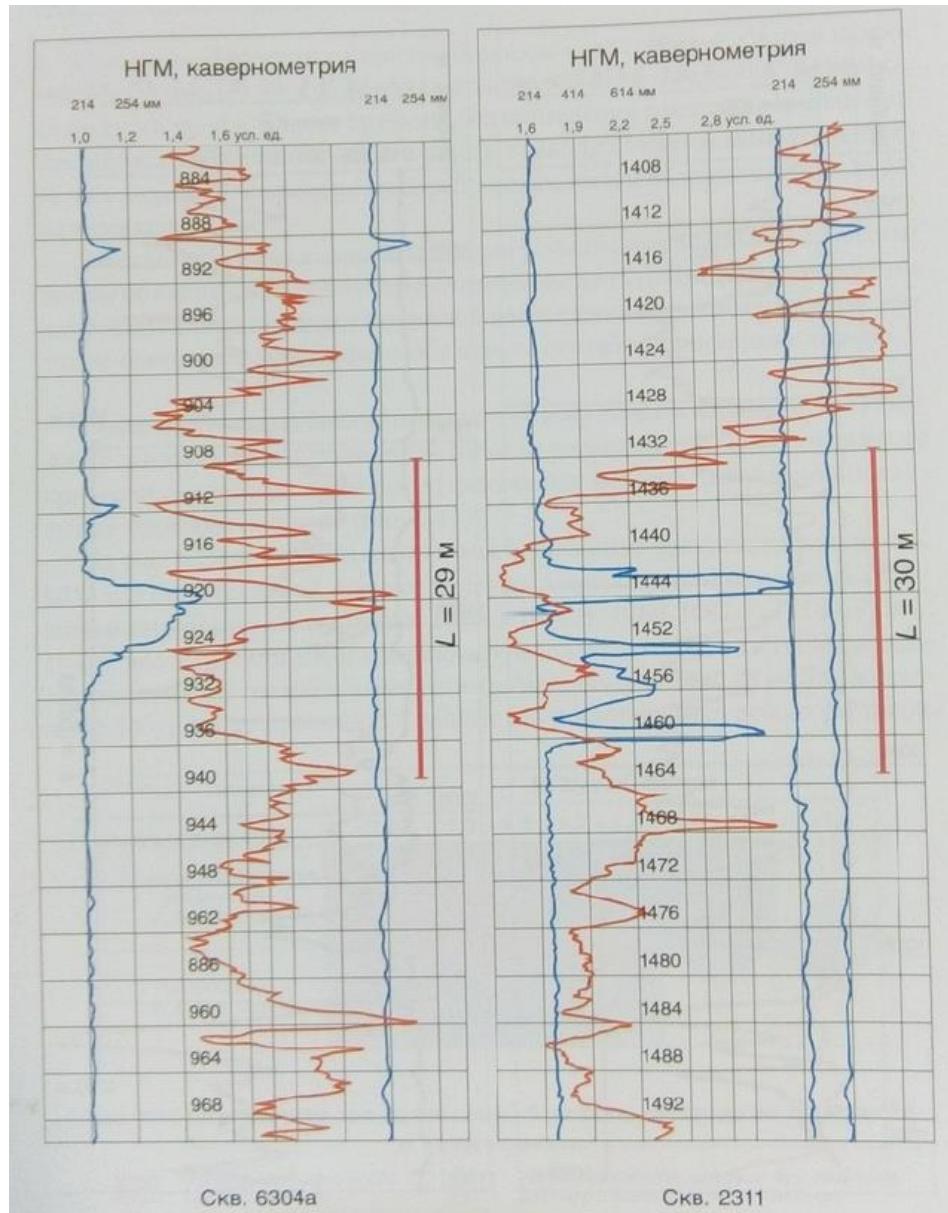


Рисунок 1.14 – Результаты геофизических исследований скважин 6304а и 2311

На этих скважинах минимальное значение НГК составило 1,2-1,4 усл. ед., что свидетельствует, по диагностике зон поглощений бурового раствора по данным РК и кавернометрии, о применении либо намыва наполнителя, либо цементирования, но каверномер показывает, что присутствует каверна диаметром скважины более 300 мм и высотой более 2 м. Таким образом попадаем в «красную зону» «ромба», что так же свидетельствует о необходимости установки ПП (Рисунок 1.12).

По результатам анализа около 300 скважин установлено, что вероятность совпадения рекомендаций о необходимости ликвидации поглощения ПП согласно приведённой диагностике (Рисунок 1.12) составляет 88 % [1,5].

На стадии разработки и промысловых испытаний находится способ изоляции с помощью ПП за одну СПО, в котором предусматривается вскрытие зоны поглощения с одновременным увеличением диаметра скважины.

Однако при бурении с одновременным расширением происходит отклонение ствола от проектной траектории из-за отсутствия направляющей пилотной скважины, как при стандартном методе увеличения диаметра скважины перед установкой перекрываемателя.

## Выводы к главе 1

1. Строительство наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальным окончанием является все более распространённым способом строительства скважин, в которых встречается все больше различных осложнений, требующих ликвидации.

2. Использование перекрываемателей со сварными и резьбовыми соединениями профильных труб полностью решило проблему изоляции зон поглощения бурового раствора независимо от их толщины, кавернозности ствола скважины и интенсивности поглощения.

3. Применение профильного перекрываемателя в осложненных участках, таких как поглощение бурового раствора, улучшает качество цементирования, по сравнению с применением других методов.

4. Анализ времени эксплуатации до первых ремонтных работ по восстановлению герметичности обсадных колонн показывает, что скважины, при бурении которых встречались осложнения, а именно поглощение бурового раствора, служат дольше, чем скважины, в которых ликвидация осложнений осуществлялась иными способами.

5. Для определения сложности ликвидации поглощения бурового раствора рекомендуется использовать диагностику зон поглощения бурового раствора по диаграмме РК и кавернометрии, которая в 88 % случаев дает положительный результат.

## ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ПРОФИЛЕЙ СКВАЖИН, ПОЛУЧЕННЫХ ПРИ ИСПЫТАНИИ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННОГО БУРЕНИЯ И РАСШИРЕНИЯ ИНТЕРВАЛА ОСЛОЖНЕНИЯ РОТОРНЫМ СПОСОБОМ С РАЗНЫМИ КОМПОНОВКАМИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Вторая глава посвящена разработке методики предупреждения неплановых искривлений путем анализа КНБК для бурения наклонно-направленных скважин с применением расширителя при одновременном бурении и расширении ствола скважины.

В анализ технологии одновременного бурения и расширения роторным способом вошли три вида КНБК:

- 1) долото диаметром 215,9 мм + расширитель раздвижной модернизированный, увеличивающий диаметр скважины с 215,9 до 242 мм (PPM 216/242) + утяжеленные бурильные трубы (УБТ) длиной 50 м и бурильные трубы (БТ);
- 2) долото диаметром 215,9 мм + УБТ (5 м) + РРМ 216/242 + УБТ (50 м) + БТ;
- 3) долото диаметром 215,9 мм + РРМ 216/242 + УБТ (8 м) + калибратор диаметром 212 мм + УБТ (50 м) + БТ.

Первый вариант показал, что бурение с одновременным расширением возможно, но наблюдалось значительное отклонение ствола скважины (увеличение зенитного угла – 8° на 100 м) от заданной траектории. Поэтому были предложены и испытаны еще два вида КНБК. При втором варианте получена стабилизация зенитного угла, но проблемой стал более быстрый выход из строя расширителя, поэтому в дальнейшем этот вариант был исключен из программы испытаний. Третий вариант, несмотря на более сложную компоновку по сравнению с первым и вторым вариантами, показал небольшой рост зенитного угла (3,2 °).

В Таблице 2.1 представлены результаты испытаний технологии одновременного бурения и расширения на четырех скважинах с использованием КНБК № 1 и № 3.

Таблица 2.1 – Интенсивность отклонения зенитного угла при КНБК № 1 и № 3

Номер скважины	Вариант КНБК	Интенсивность отклонения на 100 м, градус	Среднее отклонение на 100 м, градус
1646а	1	8	5,9
2107а		3,8	
30531	3	3	3,2
30551		3,4	

Из Таблицы 2.1 видно, что при работе на скважинах 1646а и 2107а отклонения от заданной траектории были значительными и составляли от 3 до 8° на 100 м. При бурении с одновременным расширением с использованием КНБК по третьему варианту отклонение составило в среднем 3,2° на 100 м. Таким образом, применение КНБК по третьему варианту позволяет бурить скважины с меньшим отклонением ствола от заданной траектории и уменьшает риск выхода ствола скважины из круга допуска.

Технология одновременного бурения и расширения ствола скважины предполагает бурение последующих скважин сразу же с расширением, как и было сделано на скважинах 1646а, 2107а Южно-Ромашкинских площадей и скважинах 30551, 30531 Алькеевских площадей. В таком случае при изоляции зон осложнений ПП сохраняется номинальный диаметр скважины (Рисунок 2.1).

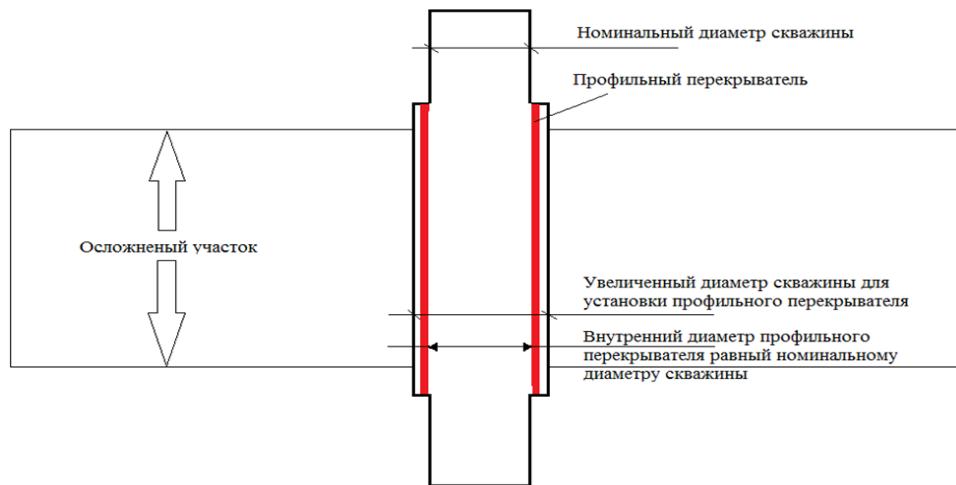


Рисунок 2.1 – Установленный ПП с сохранением номинального диаметра скважины

Наибольшая эффективность достигается при одновременном бурении и расширении ствола скважины за счет включения раздвижного расширителя типа РРМ 216/242 в комплектацию КНБК. Такие расширители по износостойкости и допустимым нагрузкам не уступают современным долотам, которые применяются при бурении скважин [1].

Рассмотрим более подробно процесс строительства этих скважин. При бурении скважины 1646а встретился полный уход бурового раствора, как и ожидался в запланированном интервале. Расширение с одновременным бурением участка в интервале 1615-1750 м проводилось в следующих режимах:

- число вращения ротора – 50 об./мин.;
- осевая нагрузка – 120 кН;
- производительность насоса – 29 м<sup>3</sup>/ч.;
- средняя механическая скорость – 3,9 м/ч.

Расширенный участок диаметром 242 мм ровный, что очень важно для плотного прижатия к стенкам ствола скважины ПП. Одновременное бурение и расширение ствола скважины позволили исключить затраты времени на подготовку ствола скважины перед спуском перекрывателя, а это около 25-30 % от общего времени. После чего проведены геофизические исследования – ГК, НГК и кавернометрия (Рисунок 2.2).

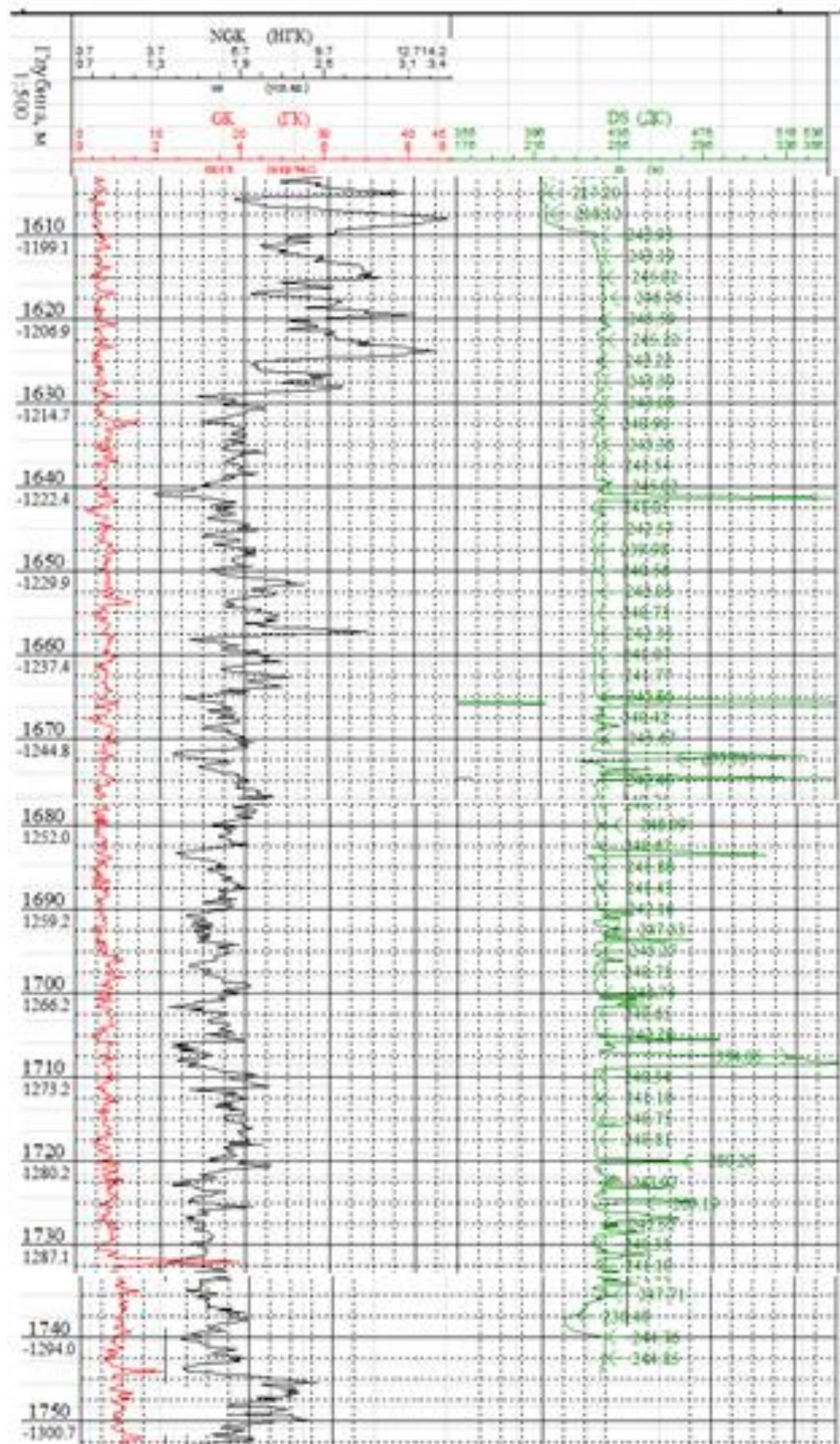


Рисунок 2.2 – Результаты геофизических исследований (ГК, НГК, каверномер) интервала бурения с одновременным расширением скважины 1646а

В результате анализа значения геофизических данных по диагностике зон поглощений бурового раствора по данным РК и кавернometрии» (Рисунок 1.12) видно, что минимальные значения НГК составляют 1,2-1,4 усл. ед., а также присутствует большое количество каверн, превышающих диаметр в 300 мм и высоту 2 м. Соответственно, в этом интервале необходимо установить ПП, что и было сделано.

На скважине 30551 Алькеевской площади Ромашкинского месторождения встретился полный уход бурового раствора. Произвели подъем бурового инструмента, собрали КНБК № 3 и расширение начали с глубины 1045 м с ранее пробуренного участка, а бурение с одновременным расширением в интервале 1055-1200 м провели в следующих режимах:

- число вращения ротора – 60 об./мин.;
- осевая нагрузка – 60 кН;
- производительность насоса – 32 л/сек.;
- средняя механическая скорость – 7,5 м/ч.

При одновременном бурении и расширении скважины значительно увеличиваются показатели за счет уменьшения вибраций и ударных нагрузок на породоразрушающие элементы.

Механическая скорость увеличилась в 1,25 раза, износ резцов PDC был минимальным и составил не более 15 %. Интенсивность отклонения от проектного профиля по зенитному углу составила 3,4 ° на 100 м.

Таким образом, наряду с повышением показателей бурения одновременное расширение позволяет исключить затраты времени на подготовку ствола скважины перед спуском перекрывателя.

Геофизические исследования – гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК) и кавернometрия – показали следующие данные (Рисунок 2.3).

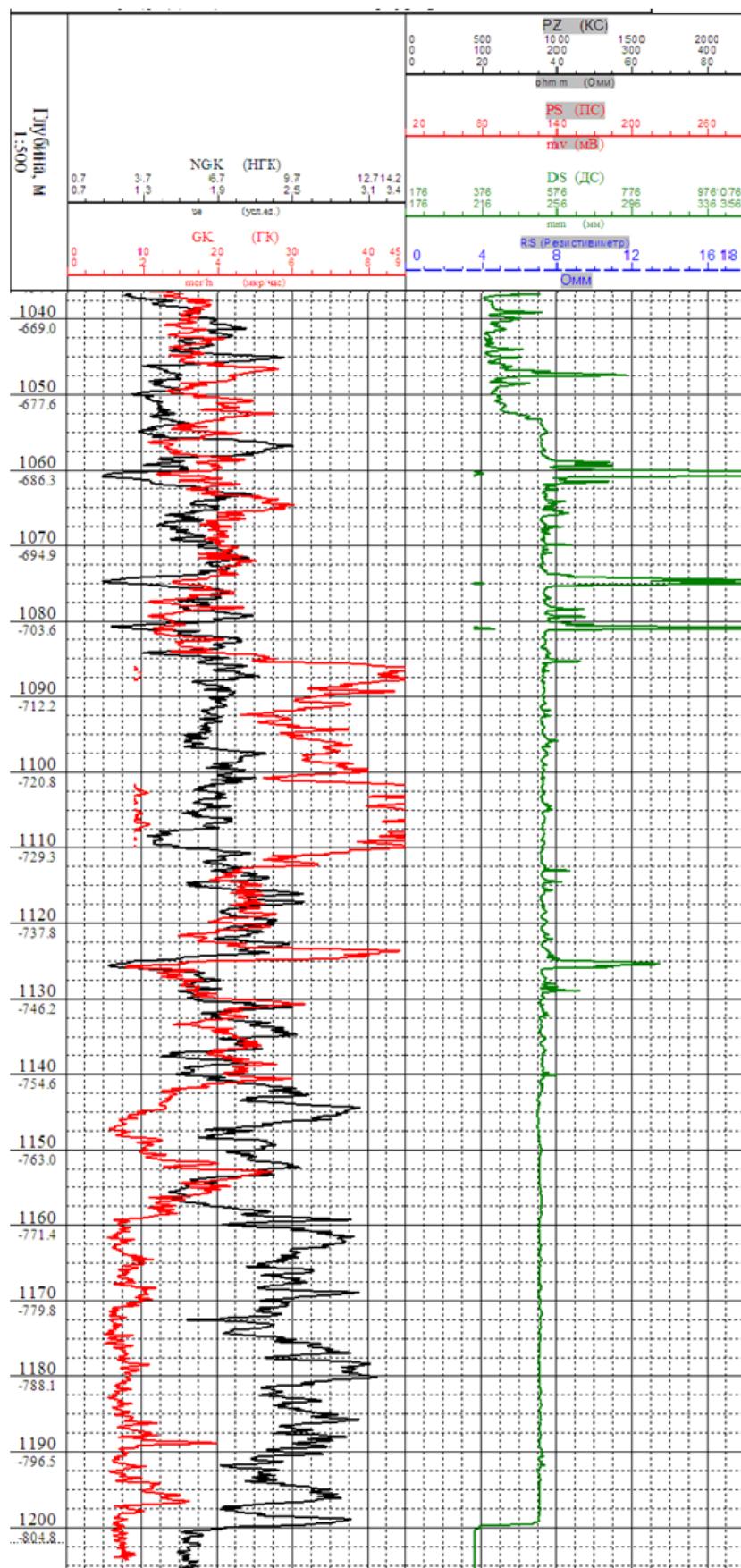


Рисунок 2.3 – Результаты геофизических исследований интервала бурения с одновременным расширением скважины 30551

По диаграмме «Диагностика зон поглощений бурового раствора по данным РК и кавернometрии» (Рисунок 1.12) видно, что минимальные значения НГК входят в критерии 1,0-1,2 усл. ед., а также при бурении встречались провалы бурового инструмента и местами механическая скорость увеличивалась более чем в два раза, что свидетельствует о необходимости применения ПП, который был установлен в интервале 1055-1162 м, и поглощение бурового раствора было ликвидировано с сокращением времени на подготовку ствола перед спуском перекрывателя на трое суток.

Оставшиеся две скважины аналогичны и подтверждают полученный результат.

Проблема при бурении наклонно-направленных скважин заключается в том, что при включении в КНБК расширителя и бурении с одновременным расширением ствола скважины идет самопроизвольный набор зенитного угла. Важно определить заранее величину отхода ствола, чтобы заложить в проект при строительстве скважин.

Для анализа рассмотрены те же скважины Южно-Ромашкинской и Алькеевской площадей, в которых производилось бурение с одновременным расширением ствола скважины (Таблица 2.2).

Таблица 2.2 –Анализ роста зенитного угла

Номер скважины	Интервал расширения, м	Изменение зенитного угла, градус	Интенсивность, градус/100 м
1646а	1615-1750	38,13-47,52	+8
2107а	1546-1645	28,09-31,79	+3,8
30551	1055-1162,55	29,99-33,52	+3,4
30531	1480-1570,7	14,4-17,12	+3

Из Таблицы 2.2 видно, что с увеличением зенитного угла до расширения увеличивается набор зенитного угла при расширении.

На скважине 1646а пробурен интервал 1617-1750 м с одновременным расширением, после чего установлен ПП. Зенитный угол на глубине 1615 м составляет 38,13 °, а азимутальный – 154,72 °. При бурении и расширении данного

интервала роторной компоновкой видно, что идет набор зенитного угла, который составил  $47,52^{\circ}$  на глубине 1750 м. Азимутальный угол больших изменений не проявил и остался в диапазоне  $+/2$  градуса. Таким образом, изменение зенитного угла составило в среднем  $8^{\circ}$  на 100 м.

Скважины 2107а, 30551 и 30531 рассмотрены по тем же параметрам. Для наглядности представим инклинометрическую инклинограмму интервалов с расширением в виде графика (Рисунок 2.4). Азимутальный угол во всех скважинах больших изменений не проявил, поэтому учитывать его не будем.

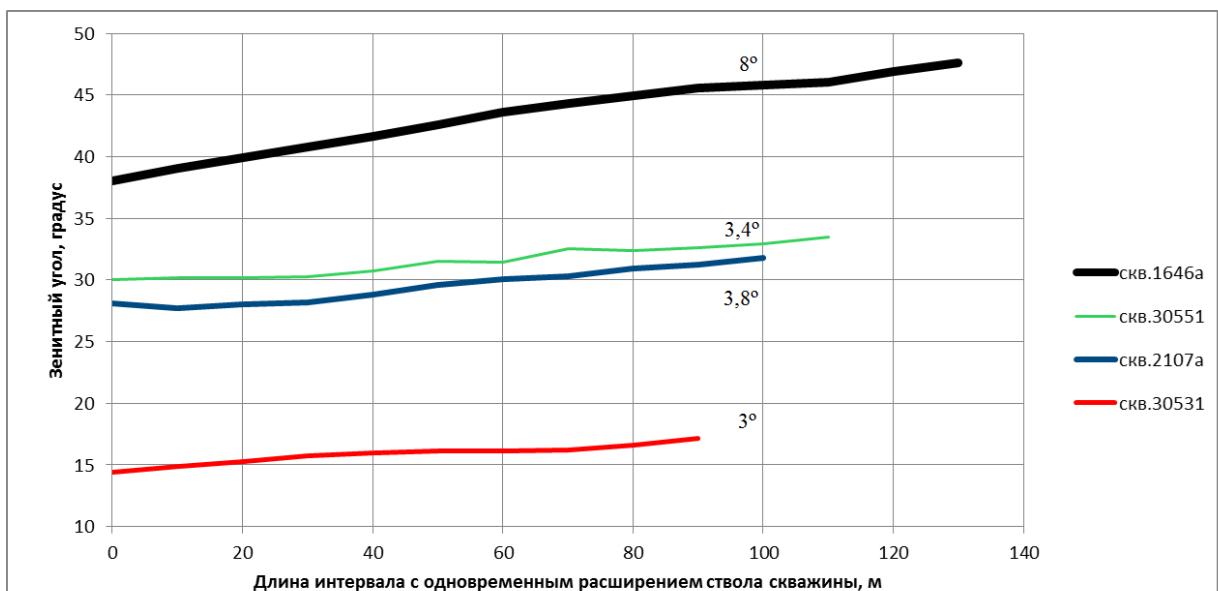


Рисунок 2.4 – Увеличение зенитного угла при бурении скважин с одновременным расширением

В процессе анализа было установлено, что наряду с увеличением зенитного угла до расширения увеличивается набор зенитного угла при расширении (Рисунок 2.4), а азимутальный угол во всех скважинах особых изменений не проявил, поэтому его можно не учитывать.

Проектным решением является выявление изменения траектории ствола скважины при разных первоначальных зенитных углах при бурении с одновременным расширением и проектированием траектории бурения последующих скважин таким образом, чтобы при бурении осложненного участка с одновременным расширением естественное отклонение учитывалось при

попадании в круг допуска. То есть перед началом вскрытия осложненного участка траектория закладывается несколько ниже по зенитному углу от планового значения, определенного расчетным путем, тем самым при завершении бурения осложненного участка естественное отклонение приведет к той же контрольной точке, что и при плановом варианте. На примере скважины 1646а, у которой отклонение составляет  $8^{\circ}$  на 100 м, идентичную скважину предлагается бурить, заложив в траекторию ствола скважины прогнозное отклонение  $7-8^{\circ}$  на 100 м, чтобы при завершении бурения ось скважины проходила через круг допуска (Рисунок 2.5).



Рисунок 2.5 – Плановая и предлагаемая траектории ствола скважины

Таким образом, для роторного способа бурения разработаны КНБК и метод одновременного бурения и расширения зон осложнений, сохраняющий проектную траекторию строительства скважины.

При строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин с большими отклонениями забоя от вертикали применяют способ бурения с использованием забойных двигателей с установкой в КНБК телеметрической системы для управления траекторией бурения [13,24,26,69]. Применение технологии одновременного бурения и расширения забойными двигателями также связано с возникновением нештатных ситуаций.

## **Выводы к главе 2**

1. Определен оптимальный вид КНБК – долото + РРМ 216/242 + УБТ (8 м) + калибратор диаметром 212 мм + УБТ (50 м) + БТ, который дает наименьший набор зенитного угла.
2. При ротоном бурении с одновременным расширением происходит набор зенитного и азимутального углов.
3. Разработан метод предупреждения неплановых искривлений ствола скважины при бурении с одновременным расширением, а именно изменение траектории с учетом естественного отклонения при уменьшении зенитного угла.

## **ГЛАВА 3. АНАЛИЗ ПРОФИЛЕЙ СКВАЖИН, ПОЛУЧЕННЫХ ПРИ БУРЕНИИ С РАСШИРЕНИЕМ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ, И ОПИСАНИЕ НОВОЙ КОНСТРУКЦИИ ДОЛОТА-РАСШИРИТЕЛЯ**

### 3.1 Анализ фактических профилей скважин, полученных в процессе одновременного бурения и расширения скважин с применением забойных двигателей

Испытания расширителя в процессе одновременного бурения и расширения скважины были проведены на скважинах 18, 40101Р, 4968Д и 34046. КНБК состояла из долота, расширителя, забойного двигателя и телеметрической системы. Механическая скорость составила 5-7,85 м/ч, проходка – 300-400 м на один комплект плашек. Использование расширителя с плашками, оснащенными резцами PDC, при одновременном бурении и расширении скважины значительно увеличивает показатели по сравнению с расширением уже пробуренного ствола за счет уменьшения вибраций и ударных нагрузок на породоразрушающие элементы. Механическая скорость при этом увеличилась в 1,25 раза. Износ резцов PDC был минимальным и составил не более 15 %, что позволяет использовать расширитель многократно, без замены дорогостоящих плашек [1].

Недостатком технологии является то, что в момент работы расширителя затрудняется более точное бурение по запланированной траектории ствола [1,45,46,76,78]. Для анализа были рассмотрены скважины 18, 40101Р, 4968Д и 34046 [34,35].

В скважине 18 вскрыты семь участков с осложнениями, шесть из которых пробурены с одновременным расширением ствола скважины с применением телесистемы для управления траекторией, а седьмой участок – по традиционной технологии, в которой сначала пробурен ствол скважины, а затем производилось его расширение [1].

Первый участок представлен в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Сравнение планового и фактического значений углов первого участка

Планируемые значения			Фактические значения		
Забой, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус °	Забой, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус
640	22	164	640	22,31	161,25
660	22	164	650	23,09	161

680	22	164	667	22,6	163,5
700	22	164	679	23	166
720	22	164	691	23,5	164
740	22	164	703	23,7	165
			709	24	165,5
			715	24,4	169
			719	24,2	168
			723	24,2	169,5

Для наглядности представим Таблицу 3.1 в виде графиков (Рисунки 3.1 и 3.2), на которых пунктирной линией указаны планируемые значения, а сплошной – фактические. Вертикальная шкала показывает глубину скважины, а горизонтальная – показания зенитного угла (азимута).

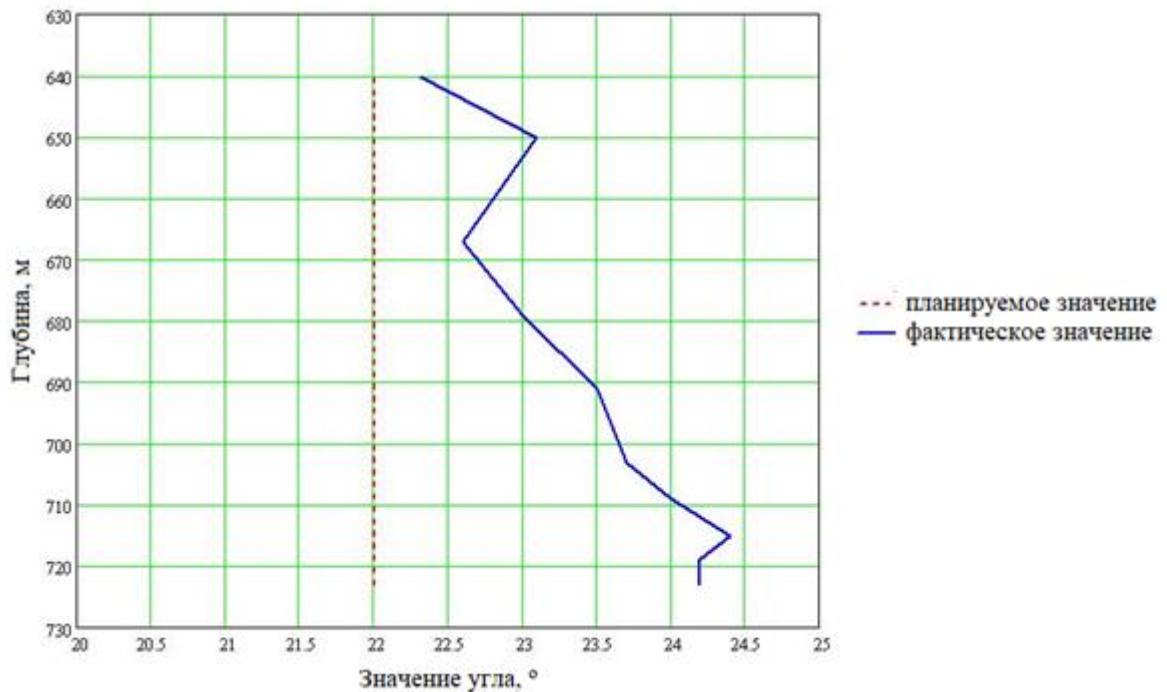


Рисунок 3.1 – Отклонения зенитного угла. Первый участок

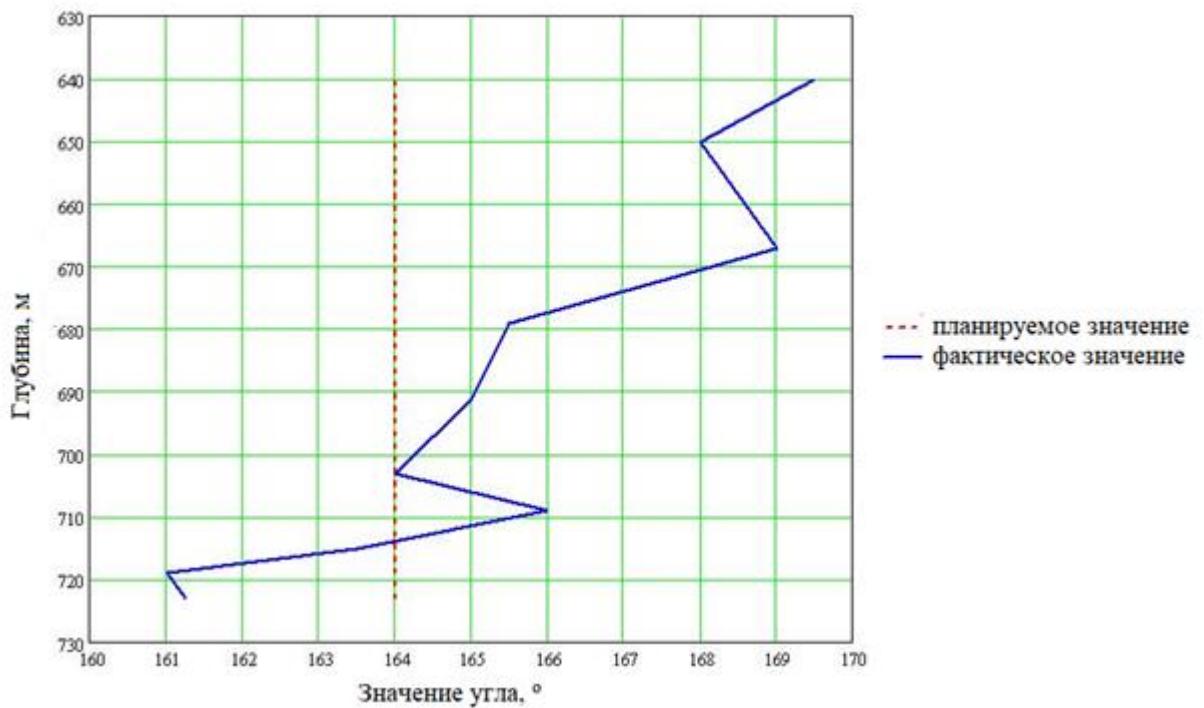


Рисунок 3.2 – Отклонения по азимуту. Первый участок

По данным графикам видно, что плановое значение зенитного угла составляет  $22^\circ$  на данном интервале, азимута –  $164^\circ$ . Тем самым максимальное отклонение зенитного угла составляет  $2,4^\circ$  от планового значения, а максимальное отклонение по азимуту –  $5,5^\circ$ .

Рассмотрим второй участок (Таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Сравнение планового и фактического значений углов второго участка

Планируемые значения			Фактические значения		
Забой, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Забой, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус
720	22	164	723	24,2	169,5
740	22	164	727	24,4	170
760	22	164	739	24,5	172,5
780	22	164	745	24,3	173,5
800	22	164	751	23,6	172,5
820	21,8	164	757	23,2	170,5
840	21,6	164	763	22,9	169
860	21,4	164	769	22,5	167
			775	21,9	168

			781	21,4	166,5
			787	20,9	168,5
			793	20,3	171
			799	19,5	172
			805	18,9	173,5
			812	19	174,5
			824	17,9	177
			836	17,1	177
			842	16,8	176,5
			848	16,5	177,5
			854	16,2	175

Также для наглядности рассмотрим данные параметры на Рисунках 3.3 и 3.4. Погрешности участка № 2 представлены в Таблице 3.3.

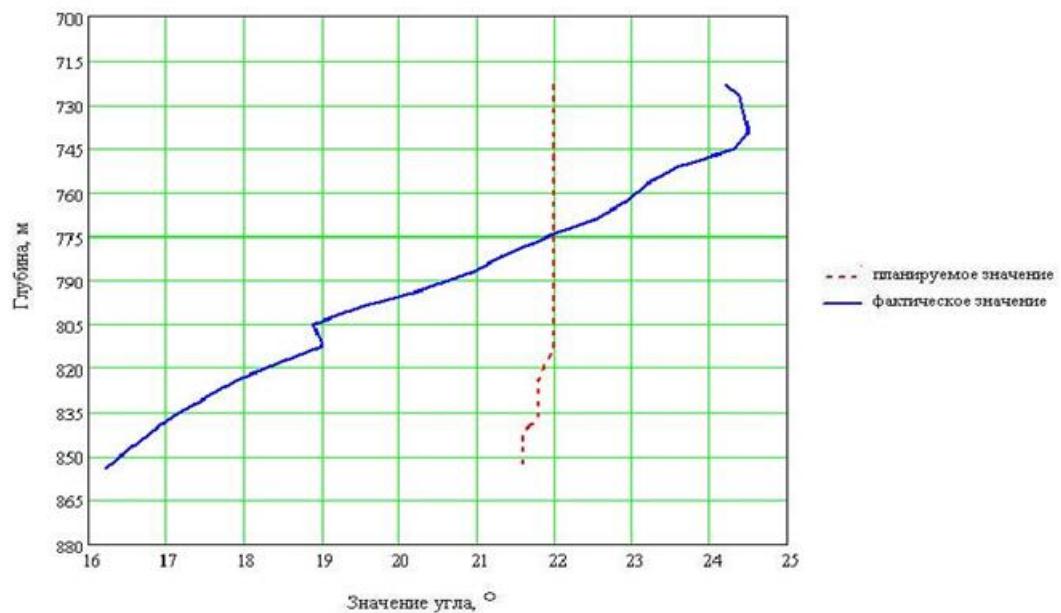


Рисунок 3.3 – Отклонения зенитного угла. Второй участок

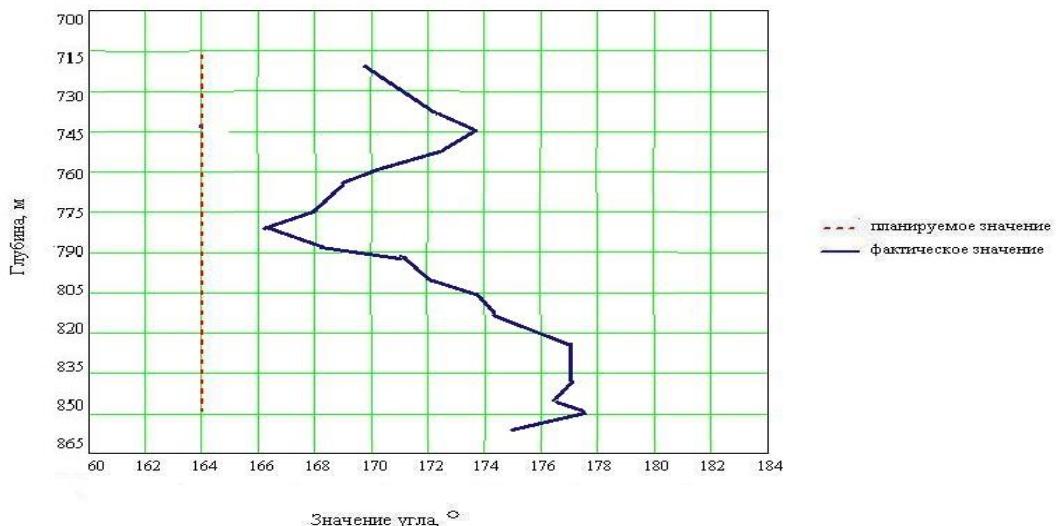


Рисунок 3.4 – Отклонения по азимуту. Второй участок

Таблица 3.3 – Максимальное отклонение зенитного угла и азимута во втором участке

	Планируемые значения	Фактические значения	Максимальное отклонение
Зенитный угол, °	21,4	16,2	5,2
Азимутальный угол, °	164	177,5	13,5

Аналогично в виде таблиц и графиков представлены участки №№ 3-7 (Таблицы 3.4-3.13, Рисунки 3.5-3.14).

### Участок № 3

Таблица 3.4 – Сравнение планового и фактического значений углов третьего участка

Планируемые значения			Фактические значения		
Забой, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Забой, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус
980	20,2	164	982	16,7	162
1000	20	164	1006	16,8	161
1020	19,8	164	1012	16,9	163
1040	19,6	164	1018	16,9	164
1060	19,4	164	1030	16,4	166,4
1080	19,2	164	1040	17,37	171,4
1100	19	164	1060	18,15	175,8
1120	18,8	164	1080	19	177,6
1140	18,6	164	1100	19,8	179,7

1160	18,4	164	1120	20,37	182
			1140	21	181,8
			1160	21,89	182,2

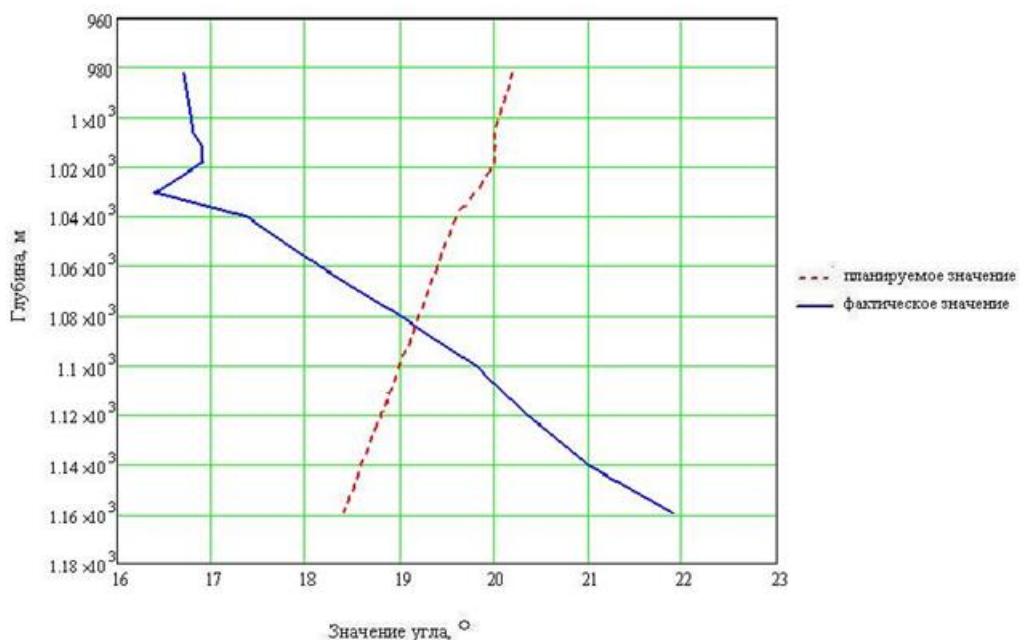


Рисунок 3.5 – Отклонения зенитного угла. Третий участок

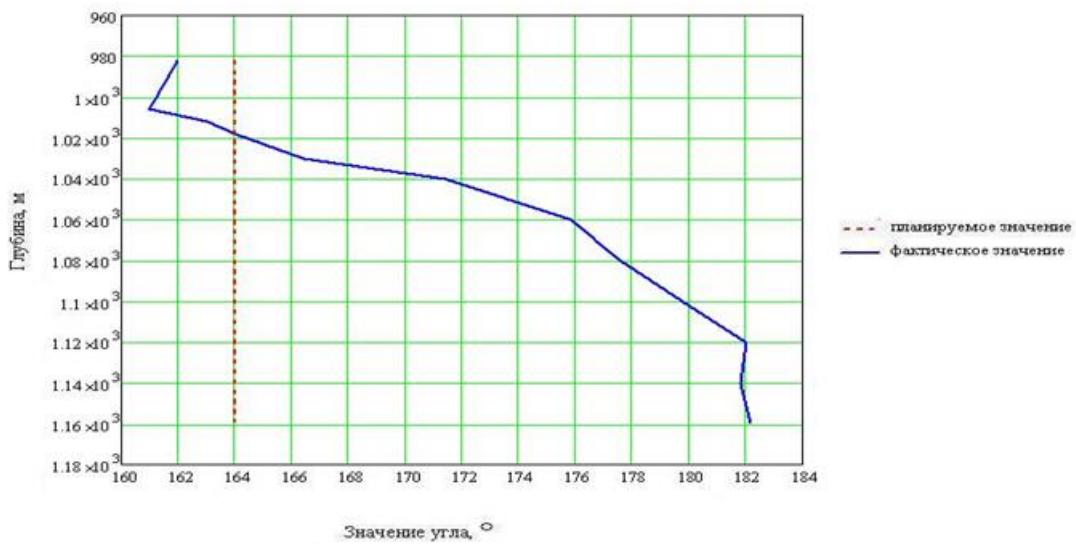


Рисунок 3.6 – Отклонения по азимуту. Третий участок

Таблица 3.5 – Максимальное отклонение зенитного угла и азимута в третьем участке

	Планируемые значения	Фактические значения	Максимальное отклонение
Зенитный угол, градус	20,2	16,7	3,5
Азимутальный угол, градус	164	182,2	18,2

#### Участок № 4

Таблица 3.6 – Сравнение планового и фактического значений углов четвертого участка

Забой, м	Планируемые значения		Фактические значения		
	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Забой, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус
1420	15,8	164	1422	16,2	172
1440	15,6	164	1434	15,3	170
1460	15,4	164	1447	14,9	165
1480	15,2	164	1460	14,8	160
1500	15	164	1472	15,2	157
1520	14,8	164	1484	15,1	157
			1497	14,2	159
			1509	14,2	161
			1517	14,4	159

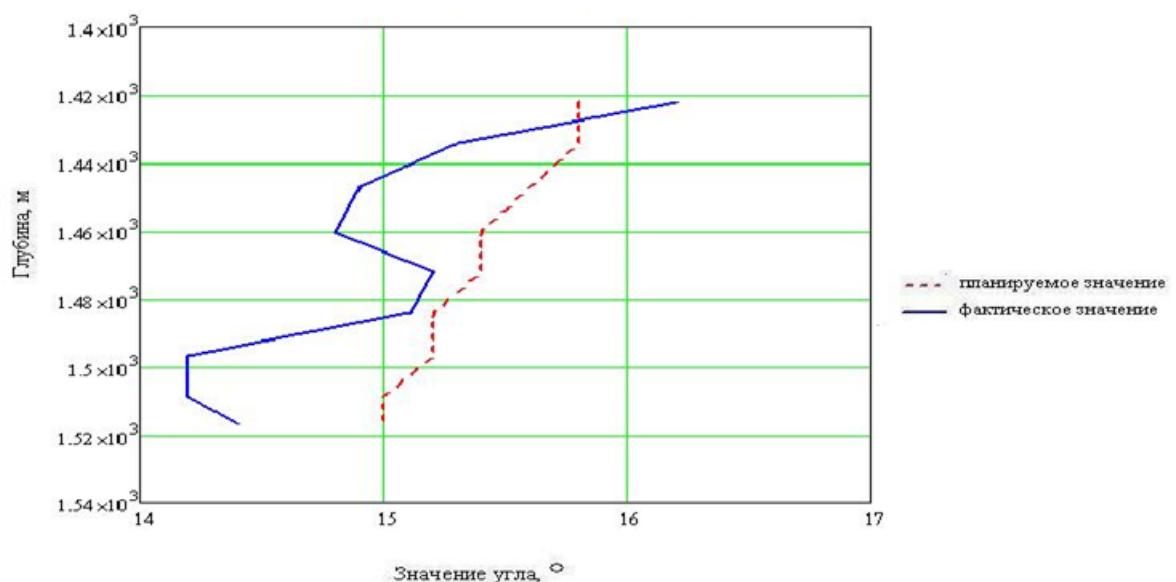


Рисунок 3.7 – Отклонения зенитного угла. Четвертый участок

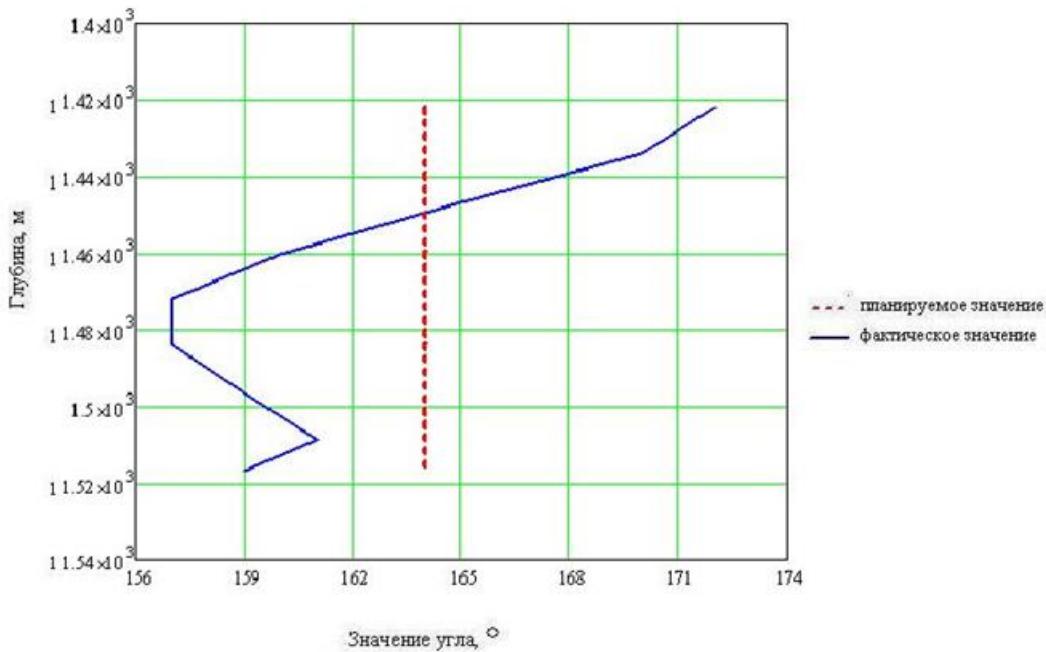


Рисунок 3.8 – Отклонения по азимуту. Четвертый участок

Таблица 3.7 – Максимальное отклонение зенитного угла и азимута в четвертом участке

	Планируемые значения	Фактические значения	Максимальное отклонение
Зенитный угол, градус	15,4	14,8	0,6
Азимутальный угол, градус	164	172	8

## Участок № 5

Таблица 3.8 – Сравнение планового и фактического значений углов пятого участка

Планируемые значения			Фактические значения		
Забой, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Забой, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус
1580	14,8	164	1580	17	162
1600	14,8	164	1592	17	163,5
1620	14,8	164	1604	17,5	161
1640	14,8	164	1616	16,8	162
1660	14,8	164	1628	16,4	159
1680	14,8	164	1635	16,7	157,5
1700	14,8	164	1641	15,9	159,5
1720	14,8	164	1653	15,7	160
1740	14,8	164	1665	15,3	158,5

			1682	15,4	155
			1694	15,5	157
			1706	15,1	157,5
			1718	15,2	156
			1726	15,1	157

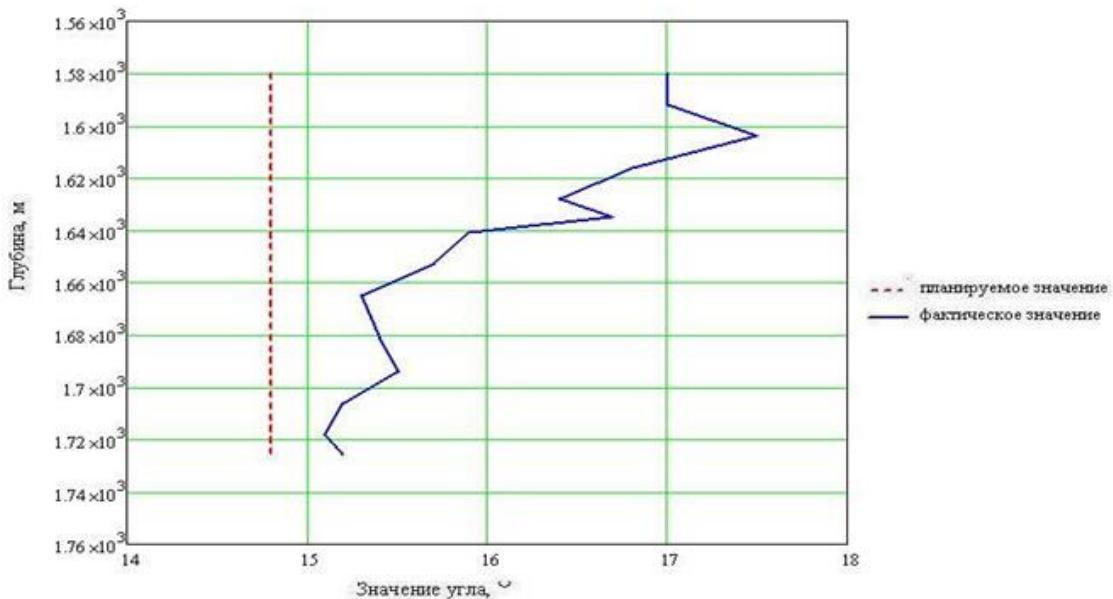


Рисунок 3.9 – Отклонения зенитного угла. Пятый участок

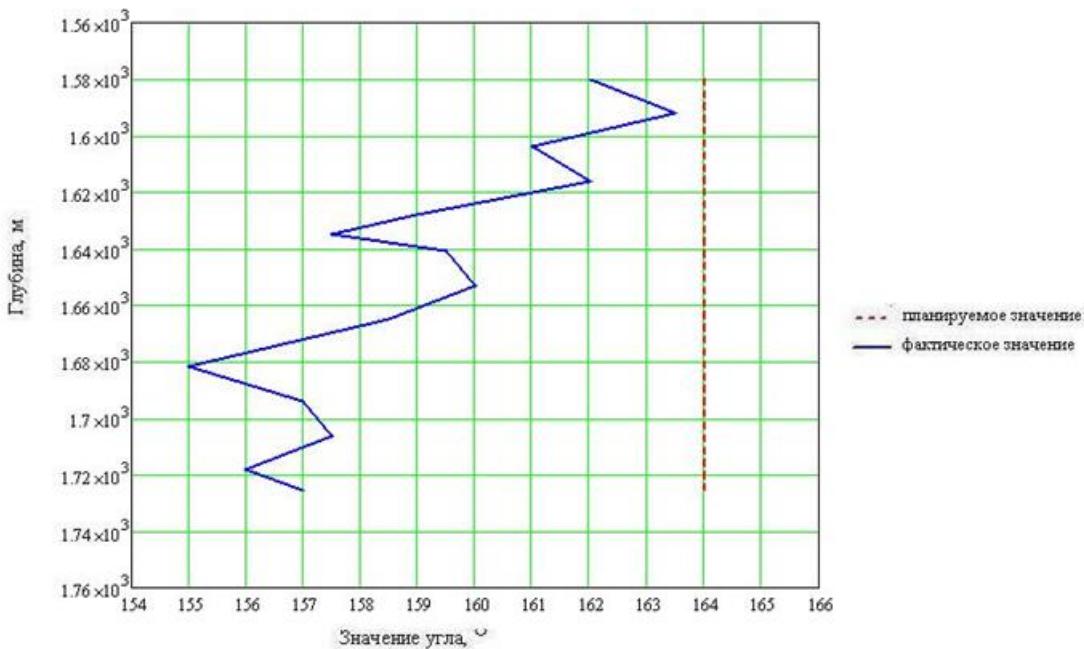


Рисунок 3.10 – Отклонения по азимуту. Пятый участок

Таблица 3.9 – Максимальное отклонение зенитного угла и азимута в пятом участке

	Планируемые значения	Фактические значения	Максимальное отклонение
Зенитный угол, градус	14,8	17,5	2,7
Азимутальный угол, градус	164	155	9

### Участок № 6

Таблица 3.10 – Сравнение планового и фактического значений углов шестого участка

Планируемые значения			Фактические значения		
Забой, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Забой, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус
1780	14,8	164	1792	14,3	156,5
1800	14,8	164	1804	15	152,5
1820	14,8	164	1816	15,5	153
1840	14,8	164	1829	15	153
1860	14,8	164	1841	14,5	154,5
			1853	14,4	159

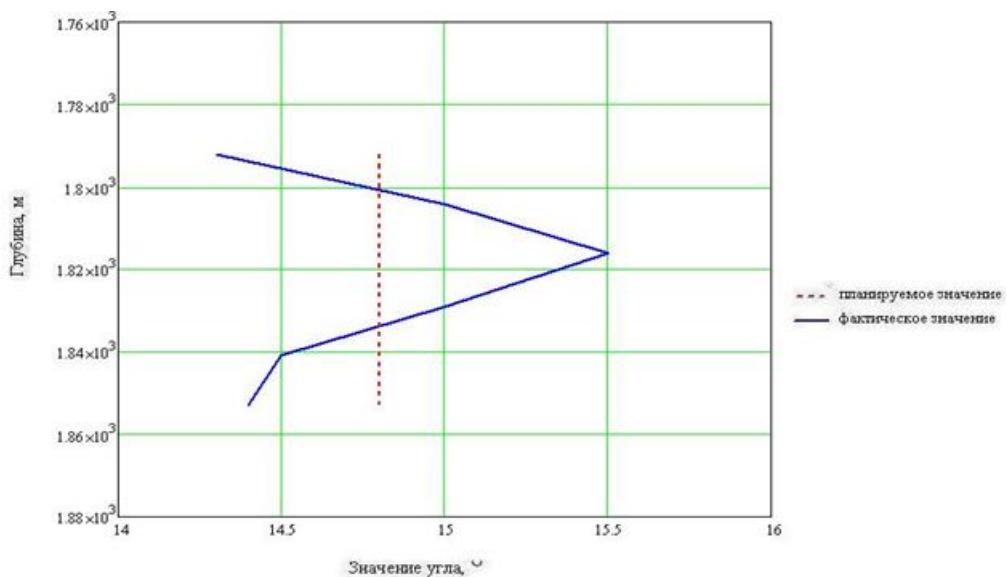


Рисунок 3.11 – Отклонения зенитного угла. Шестой участок

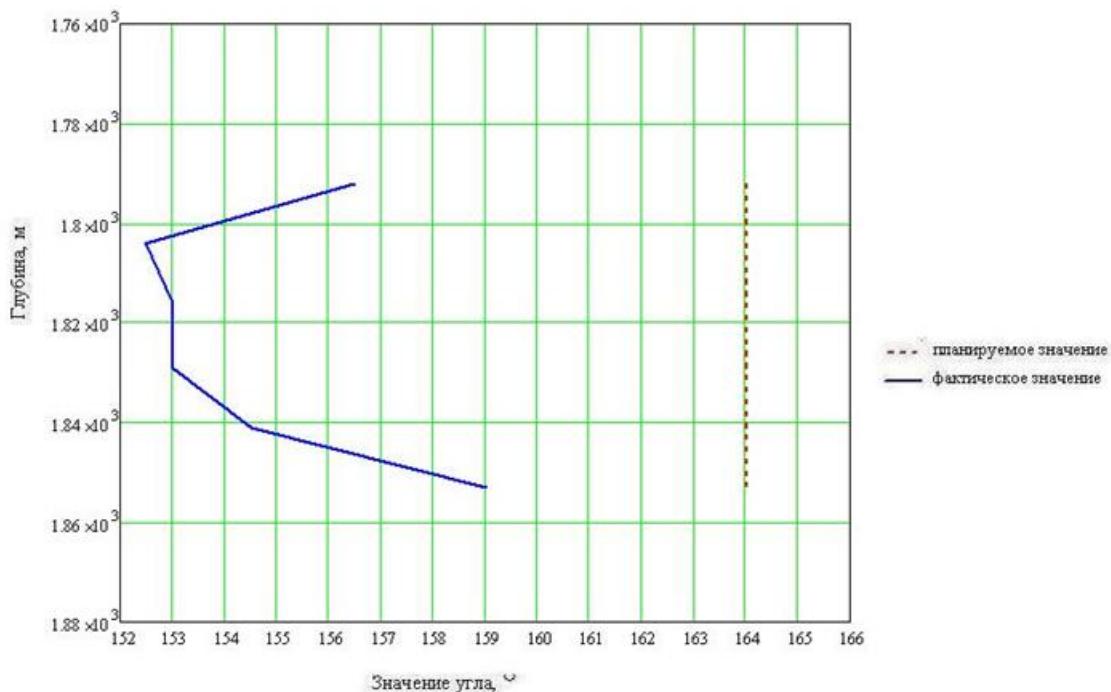


Рисунок 3.12 – Отклонения по азимуту. Шестой участок

Таблица 3.11 – Максимальное отклонение зенитного угла и азимута в шестом участке

	Планируемые значения	Фактические значения	Максимальное отклонение
Зенитный угол, градус	14,8	15,5	0,7
Азимутальный угол, градус	164	152,5	11,5

Бурение седьмого участка производилось по старой технологии.

Таблица 3.12 – Сравнение планового и фактического значений углов седьмого участка

Планируемые значения			Фактические значения		
Забой, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Забой, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус
2320	14,8	164	2318	12,3	187
2340	14,8	164	2331	13,7	162,7
2360	14,8	164	2343	13,7	154,8
2380	14,8	164	2356	13,4	179,7
2400	14,8	164	2368	14,6	181
2420	14,8	164	2380	17	179,8
2430	14,8	164	2392	16,3	160,5
2440	14,8	164	2404	17,2	174

2450	14,8	164	2417	17,8	175,6
			2421	18,3	174,5
			2436	18,3	174,5
			2443	18,2	174,5

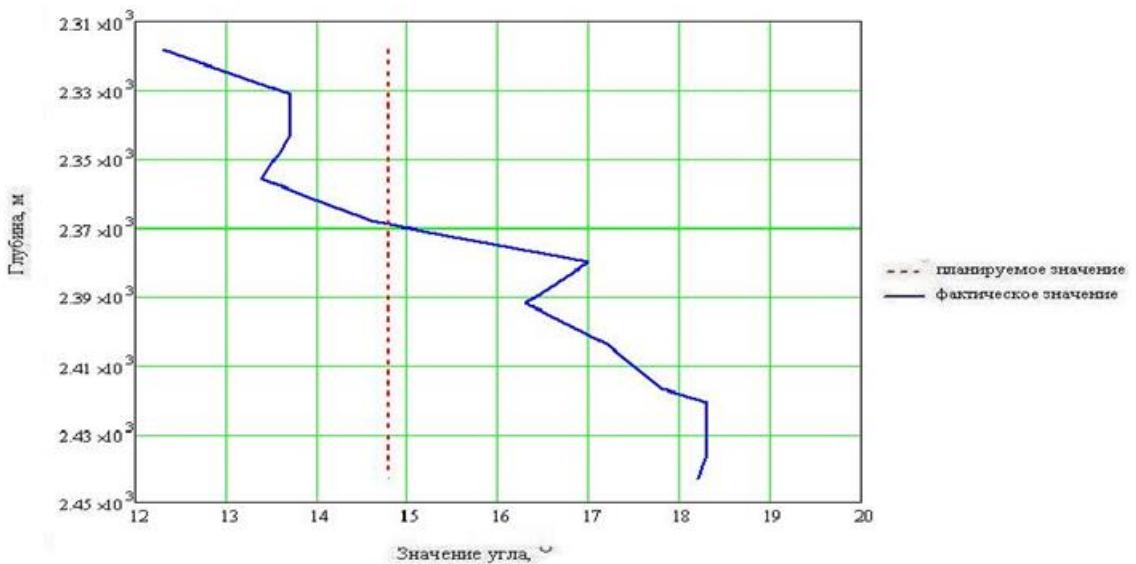


Рисунок 3.13 – Отклонения зенитного угла. Седьмой участок

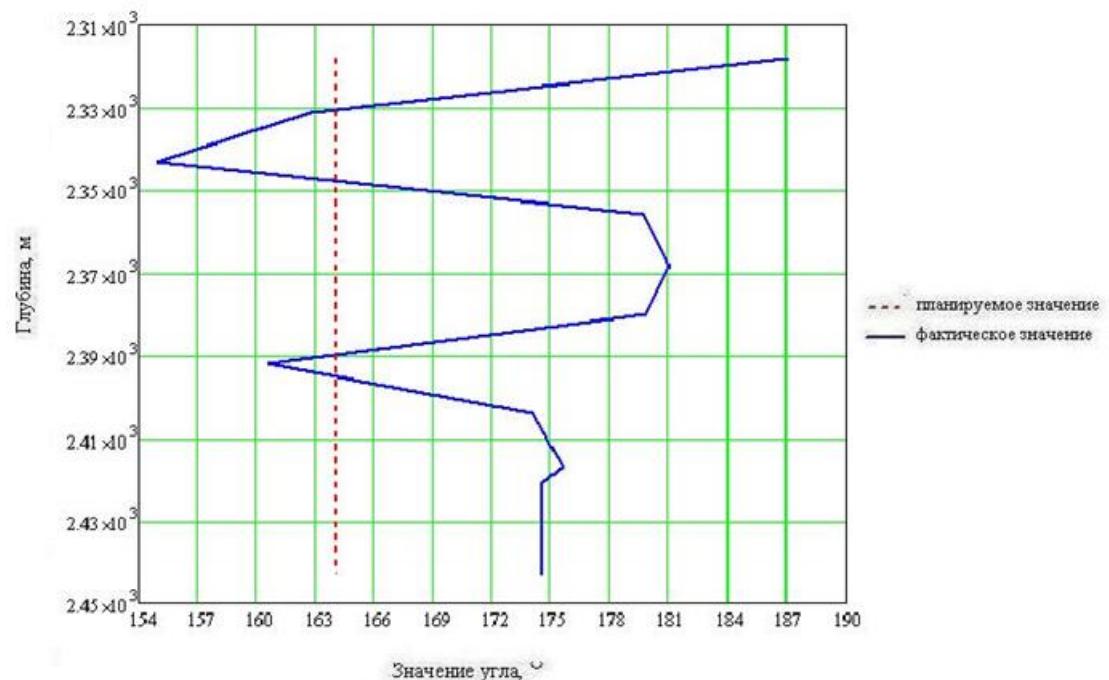


Рисунок 3.14 – Отклонения по азимуту. Седьмой участок

Таблица 3.13 – Максимальное отклонение зенитного угла и азимута в седьмом участке

	Планируемые значения	Фактические значения	Максимальное отклонение
Зенитный угол, градус	14,8	18,3	3,5
Азимутальный угол, градус	164	187	23

Рассмотрев аналогичным способом отклонения зенитного угла и азимута скважин Чишминской площади, получим данные, представленные в Таблице 3.14.

Таблица 3.14 – Среднеарифметическое отклонение скважин 34046, 40101, 4968Д

Скважина	Среднеарифметическое отклонение, градус
34046	1,8
40101	2,4
4968Д	1,9

На Рисунке 3.15 представлена трехмерная траектория ствола всей скважины 18, на которой красным цветом отмечена плановая траектория, синим – фактическая.

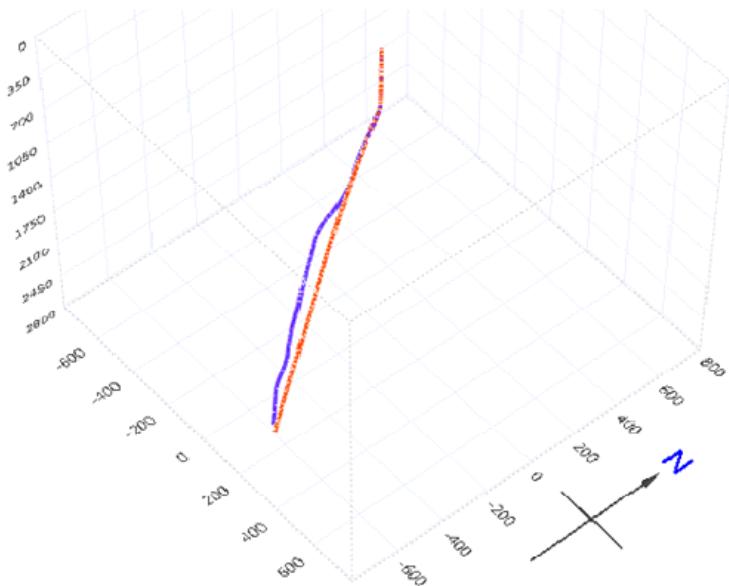


Рисунок 3.15 – Трехмерная траектория ствола скважины 18

По данным анализа профилей в девяти интервалах бурения с одновременным расширением с применением забойных двигателей и телесистем по четырем скважинам установлено, что отклонение в процессе управления траекторией зенитного угла составляет до 3° на 10 м, а развороты азимутального угла до 5-6° на 10 м, т.е. долото отклоняется вверх и по направлению вращения и требуется постоянно поправлять траекторию. В итоге профиль получается «зигзаговый» из-за увеличения «плеча» вала двигателя, а также сокращается время работы двигателя на забое из-за махового эффекта и радиальных колебаний расширителя. [34,35,86,21,27,28,29].

### 3.2 Разработка долота-расширителя

В результате исследований сделан вывод о необходимости для реализации предложенной технологии разработать долото-расширитель. На Рисунке 3.16 приведен общий вид долота-расширителя, на который получен патент.

Основой изобретения является создание простой и надежной конструкции долота-расширителя, включающего долото с основными резцами, корпус, соединенный с колонной буровых труб, породоразрушающие органы – подвижные резцы, зафиксированные в нижнем – транспортном состоянии срезными элементами и выполненные с возможностью перемещения по направляющим, которые выполнены расходящимися снизу-вверх от оси расширителя [33,55].

Долото-расширитель работает следующим образом. Корпус 3 (Рисунок 3.16а), собранный в транспортном положении расширителя, соединяют (резьбой 13) с колонных труб 4 и спускают до забоя 14 скважины 15. Нижние кромки 10 подвижных резцов 5 долота 1 упираются на забой 14, штифты 6 срезаются под действием веса труб 4. В результате подвижные резцы 5 перемещаются вверх – в рабочее положение (Рисунок 3.16б, в) по направляющим 7. Диаметр описанной окружности 9 подвижных резцов 5

увеличивается и становится больше диаметра описанной окружности 11 основных резцов 2.

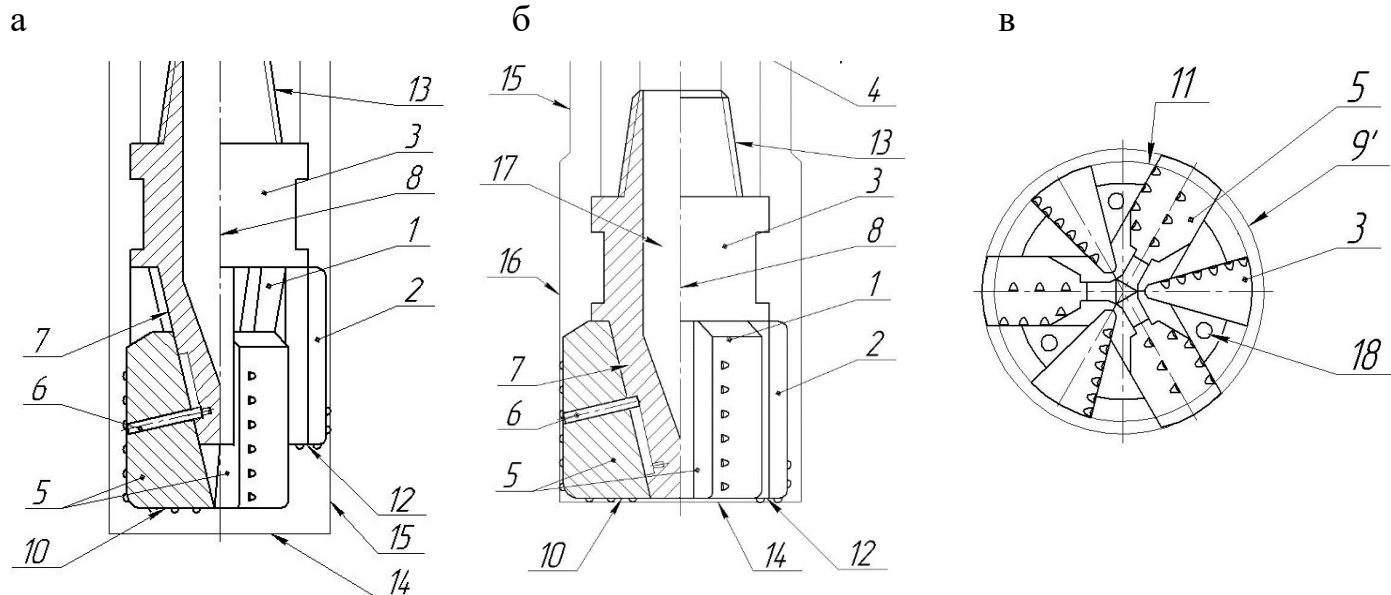


Рисунок 3.16 – Долото-расширитель:

а – долото-расширитель с подвижными резцами внизу – транспортное положение;  
б – долото-расширитель с подвижными резцами вверху – рабочее положение;  
в – долото-расширитель с подвижными резцами вверху – вид снизу

При вращении долота-расширителя и под действием веса колонны труб 4 (Рисунок 3.16б) нижние кромки 10 и 12 резцов 2 и 5 углубляют забой 14 скважины, а боковые поверхности подвижных резцов 5 производят расширение ствола скважины 16. При этом жидкость, нагнетаемая по колонне труб 4, циркулирует через центральный канал 17 и отверстия 18 (Рисунок 3.16б, в) долота 1, вымывая из скважины 16 продукты бурения и расширения.

При подъеме колонны труб 4 подвижные резцы 5 под действием реакции стенок скважины 16 и под собственным весом перемещаются по направляющим 7 вниз – в транспортное положение.

Предлагаемый долото-расширитель в 3 раза меньше по высоте и в 2,5 раза легче стандартного расширителя.

Предлагаемая конструкция скважинного расширителя проста и надежна и, как следствие, более дешёвая в производстве и эксплуатации [33,55].

Опытный образец долота-расширителя ДР-216/242 (Рисунок 3.17), предназначенный для скважин диаметром 215,9 мм и позволяющий производить

локальное вскрытие зоны осложнения скважины диаметром 242 мм, был разработан, изготовлен и испытан совместно с ООО «Перекрываематель».



а

б

Рисунок 3.17 – Раздвижной расширитель PPM 216/240 (а) и долото-расширитель DR-216/242 (б).

### Выводы к главе 3

1. Испытания расширителя в процессе одновременного бурения и расширения ствола скважины под установку ПП на скважинах 18, 40101Р, 4968Д, 34046 показали свою эффективность.

2. Применение забойной телеметрической системы позволяет сохранить плановую траекторию ствола скважины, но профиль получается «зигзаговый», что может повлиять на качество установки ПП.

3. Сокращается время работы двигателя на забое из-за махового эффекта и радиальных колебаний расширителя.

4. Разработана простая и надежная конструкция скважинного расширителя и, как следствие, более дешёвая в производстве и эксплуатации, на которую получен патент.

## ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ СТЕНДОВЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ДОЛОТА-РАСШИРИТЕЛЯ

Местом проведения стендовых испытаний выбраны испытательный стенд института «ТатНИПИнефть» для определения его работоспособности и Альметьевский государственный нефтяной институт, в котором есть оборудование для определения плотности и твердости цементного камня.



Рисунок 4.1 – Долото-расширитель ДР-216/242 в транспортном положении перед проведением стендовых испытаний

Испытания долота-расширителя проводились в три этапа. На первом этапе поставлены следующее цели испытания:

- 1) определение осевого усилия среза штифтов, удерживающих подвижные плашки долота-расширителя в транспортном положении при спуске в скважину на вертикальном гидравлическом прессе МИРИ- 500/1000К;
- 2) определение работоспособности долота-расширителя при одновременном бурении и расширении цементного камня на буровом стенде СИТ.000.00.00.

Порядок проведения стендовых испытаний. Для определения осевого усилия среза штифтов плашек долота-расширителя его установили на стол вертикального гидравлического пресса МИРИ- 500/1000К (Рисунок 4.2), подвели верхний стол пресса к ниппельной части долота-расширителя и произвели срез штифтов.



Рисунок 4.2 – Испытание долота-расширителя ДР-216/242 на вертикальном гидравлическом прессе МИРИ- 500/1000К

Фактические данные осевых нагрузок испытания среза штифтов плашек долота-расширителя представлены на графике (Рисунок 4.3). Максимальное осевое усилие среза штифтов составило 31,9 кН (3,19 тс). Фактический ход длины среза штифтов – 7,7 мм.

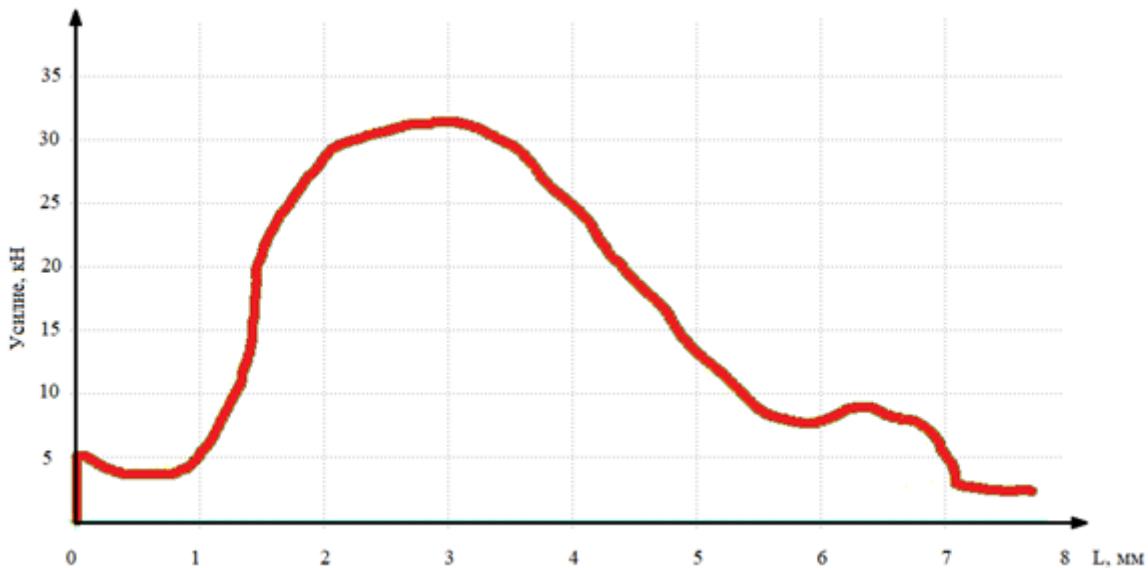


Рисунок 4.3 – График осевого усилия среза штифтов долота-расширителя ДР 216/242

Для проведения испытаний долота-расширителя ДР-216/242 при одновременном бурении и расширении цементного камня изготовили модель (Рисунок 4.4) из трубы с внутренним диаметром 320 м, заполненную цементом на глубину 1,3 м.



Рисунок 4.4 – Модель скважины для испытания долота-расширителя ДР-216/242

Модель установили на скважине бурового стенда СИТ.000.00.00. На вращатель бурового стенда СИТ.000.00.00 через переводник закрепили долото-расширитель. Забуривание производили при оборотах вращателя  $n = 14$  об./мин., расходе промывочной жидкости  $Q = 6$  л/с, с нагрузкой  $P = 0\text{--}3,0$  т на глубину 0,3 м (Рисунок 4.5а, б).

а





B



Рисунок 4.5 – Испытания долота-расширителя ДР-216/242

Подвижные плашки долота-расширителя из-за наличия шлама между корпусом и плашками (Рисунок 4.5б) не возвратились в транспортное положение.

Бурение производили при оборотах вращателя  $n = 32$  об./мин., расходе промывочной жидкости  $Q = 6$  л/с, с нагрузкой  $P = 0\text{--}4,0$  т на длине 1 м. Скорость при бурении составила 20 см/мин. (12 м/ч).

При визуальном осмотре пробуренного цементного камня после окончания испытания (Рисунок 4.6а, б) выявлено, что:

- пробуренный участок по всей длине имеет цилиндрическую выработку с ровными стенками;
- в нижней части модели большое количество оставшегося шлама;

– внутренний диаметр выработки 245-246 мм.



Рисунок 4.6 – Модель после проведения испытания долота-расширителя

Исходя из полученных результатов, сделаны следующие выводы:

1. Максимальное осевое усилие среза штифтов на вертикальном гидравлическом прессе МИРИ-500/1000К составило 31,9 кН (3,19 тс). Фактический ход длины среза штифтов – 8 мм.
2. Бурение с одновременным расширением в модели из трубы с внутренним диаметром 320 м, заполненной цементом, производили при оборотах вращателя  $n = 32$  об./мин., расходе промывочной жидкости  $Q = 6$  л/с, с нагрузкой  $P = 4,0$  тс.
3. Скорость при бурении с одновременным расширением 1 м в модели составила 12 м/ч.
4. Пробуренный участок по всей длине имеет цилиндрическую выработку с ровными стенками. Внутренний диаметр выработки – 245-246 мм.

После чего получены следующие рекомендации по улучшению качества работы долота-расширителя ДР-216/242:

1. Провести испытание долота-расширителя в модели скважины с углублением 200 мм диаметром 216 мм при бурении с одновременным увеличением диаметра до 242 мм.
2. Для удаления шлама из пазов перемещения подвижных плашек в центре каждого паза ограничения хода плашек выполнить по одному промывочному

отверстию диаметром 6 мм, а на внутренней стороне вдоль плашек по центру – паз шириной 6 мм и глубиной 3 мм.

На втором этапе испытаний поставлены следующие цели:

1. Определение надежности среза штифтов, удерживающих подвижные плашки долота-расширителя в транспортном положении и перехода долота-расширителя в рабочее положение при забуривании с забоя модели скважин.

2. Определение работоспособности долота-расширителя при одновременном бурении и расширении цементного камня в модели скважины.

3. Определение эффективности вымывания шлама из узлов крепления раздвижных плашек долота-расширителя за счет дополнительных отверстий в корпусе и пазов на внутренней поверхности плашек.

4. Определение плотности и твердости цементного камня.

Местом проведения испытаний отобраны также испытательный стенд института «ТатНИПИнефть» и Альметьевский государственный нефтяной институт.

Для проведения испытаний по определению надежности зарезки раздвижных плашек долота-расширителя изготовили модель (Рисунок 4.7) из трубы с внутренним диаметром 320 м, заполненной цементом на глубину 1,3 м. В модели подготовили отверстие глубиной около 150 мм диаметром 223 мм для имитации ствола скважины перед началом расширения.



Рисунок 4.7 – Модель скважины для испытания долота-расширителя ДР-216/242

Модель установили на скважине бурового стенда СИТ.000.00.00. На вращатель бурового стенда через переводник закрепили долото-расширитель.

Забуривание и расширение производили при оборотах вращателя  $n = 14$  об./мин., расходе промывочной жидкости  $Q = 6$  л/с, с нагрузкой  $P = 0-3,0$  т на глубину 0,2 м (Рисунок 4.8).



Рисунок 4.8 – Процесс вывода плашек долота-расширителя из транспортного в рабочее положение и забуривание расширенного ствола

Срез штифтов и вывод плашек в рабочее положение прошли успешно (Рисунок 4.9).



Рисунок 4.9 – Проверка хода плашек после среза штифтов и зарезки в стенки скважины

Для испытания работоспособности долота-расширителя ДР-216/242 при одновременном бурении и расширении цементного камня дальнейшее бурение продолжили при оборотах вращателя  $n = 32$  об./мин., расходе промывочной жидкости  $Q = 6$  л/с, с нагрузкой  $P = 4,0$  т на длине 1 м. Скорость при бурении составила 4,5 м/ч.

При визуальном осмотре пробуренного цементного камня после окончания испытания выявлено, что:

- произошло плавное увеличение диаметра скважины при раскрытии плашек на длине 70 мм (Рисунок 4.10);
- пробуренный участок по всей длине имеет цилиндрическую выработку с ровными стенками (Рисунок 4.11);
- внутренний диаметр расширенного участка составляет 250-252 мм (Рисунок 4.12).



Рисунок 4.10 – Ствол скважины при завершении бурения



Рисунок 4.11 – Ствол скважины в модели



Рисунок 4.12 – Замер диаметра расширенного участка

Для испытания эффективности дополнительных отверстий для вымывания шлама на верхней части плашек долота-расширителя ДР-216/242, согласно

рекомендациям, приведенным в актах первых испытаний для улучшения промывки, на долоте-расширителе были высверлены отверстия по центру «ласточкиного хвоста» и сбоку. (Рисунки 4.13 и 4.14).



Рисунок 4.13 – Центральное отверстие для вымывания шлама на «ласточkinом хвосте»



Рисунок 4.14 – Боковое отверстие для вымывания шлама на «ласточkinом хвосте»

Также на плашках расфрезерованы пазы для вымывания шлама (Рисунок 4.15).



Рисунок 4.15 – Пазы для вымывания шлама на плашках долота-расширителя.

В процессе стендовых испытаний было установлено, что дополнительные отверстия в долоте и пазы в плашках обеспечивают хорошую промывку узла подвески раздвижных плашек (Рисунок 4.16).



Рисунок 4.16 – Долото-расширитель ДР-216/242 после бурения с одновременным расширением

Для определения плотности цементного камня образец № 2 (Таблица 4.1) был взвешен. Масса составила 0,2493 кг (при первых испытания образец № 1 весил 0,1132 кг). После чего определили объем камня при помощи мерного стакана и вытесненной жидкости. Объем образца № 2 составил 118 мл (у образца № 1 – 99 мл). Переведя значение в систему СИ, получили, соответственно, 0,000099 м<sup>3</sup> и 0,000118 м<sup>3</sup>. Плотности образцов № 1 и № 2 приведены в Таблице 4.1.

На машине MATEST E161-03N определили максимальную нагрузку разрушения первого и второго образцов, которые составили 9,389 и 22,376 кН. С учетом площади твердость образцов составляет соответственно 37,5 и 89,5 кг/см<sup>2</sup>.

Таблица 4.1 – Параметры образцов №№ 1 и 2

Параметры	Образец № 1	Образец № 2
Масса, кг	0,1132	0,2493
Объем, мл	99	118
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1143,4	2103,8
Максимальная нагрузка, кН	9,389	22,376
Твердость цементных образцов, кгс/мм <sup>2</sup>	37,55	89,51
Соответствует горной породе	суглинок	алевролит

Образцы № 1 и № 2 соответствуют первым и вторым стендовым испытаниям соответственно. По полученным характеристикам образец № 1 можно соотнести с характеристиками осадочной породы – суглинок, образец № 2 – алевролит [50].

Исходя из полученных результатов испытаний, сделаны следующие выводы:

1. Переход плашек долота-расширителя ДР-216/242 с транспортного в рабочее положение на длине 70 мм плавный и ровный, без рывков.

2. Бурение с одновременным расширением производили при оборотах вращателя  $n = 32$  об./мин., расходе промывочной жидкости  $Q = 6$  л/с, с нагрузкой  $P = 4,0$  тс.

3. Скорость при бурении с одновременным расширением составила 4,5 м/ч.
4. Пробуренный участок по всей длине имеет цилиндрическую выработку с ровными стенками. Внутренний диаметр выработки 250-252 мм.
5. Дополнительные отверстия в долоте-расширителе и пазы в плашках позволяют эффективно вымывать шлам из узла подвески раздвижных плашек.
6. Плотность разбуренного образца составила  $2103,8 \text{ кг/м}^3$ , твердость –  $89,5 \text{ кг/см}^2$ .

После чего также получены рекомендации работы долота-расширителя ДР-216/242:

1. Провести испытание долота-расширителя на скважине при бурении и одновременном расширении под установку ПП длиной 60-100 м.

2. Провести кавернometрию расширенного участка ствола скважины.

Целью третьего этапа является определение работоспособности долота-расширителя при одновременном бурении и расширении в условиях скважины.

Местом проведения опытно-промышленных испытаний выбрана скважина 11330 Черноозерского месторождения НГДУ «Нурлатнефть».

Забуривание и расширение производили при забое скважины 60 м, оборотах  $n = 100 \text{ об./мин.}$ , расходе промывочной жидкости  $Q = 25 \text{ л/с}$ , с нагрузкой  $G = 1,0-3,0 \text{ т}$  на глубину 0,5 м. Дальнейшее бурение продолжили без изменения режима:  $n = 100 \text{ об./мин.}$ , расход промывочной жидкости  $Q = 25 \text{ л/с}$ , с нагрузкой  $G = 2,0-3,0 \text{ т}$ . Средняя скорость бурения составила 31 м/ч. При достижении глубины 268 м проходка на долото-расширитель прекратилась. После подъема долота-расширителя выяснилось, выпали две раздвижные плашки вследствие срыва штифтов по месту сварки, которые удерживали раздвижные плашки на корпусе долота-расширителя (Рисунок 4.17).



Рисунок 4.17 – Выпадение плашек на ДР-216/242

Для исключения подобного случая крепления штифтов, удерживающих раздвижные плашки на корпусе, были заменены со сварного на резьбовое соединение с применением фиксатора резьбы.

Несмотря на проходку 208 м, долото-расширитель, его вооружение и выпавшие две раздвижные плашки, поднятые из скважины с несколькими сколотыми зубками, в исправном состоянии (Рисунок 4.18).



Рисунок 4.18 – Долото, плашка и резьбовой штифт

После сборки долота-расширителя с отреставрированными двумя плашками и резьбовыми упорными штифтами планируется провести его повторные испытания в скважине.

Для сравнения сходимости результатов по скорости бурения стендовых и промысловых испытаний постоим график (Рисунок 4.19)

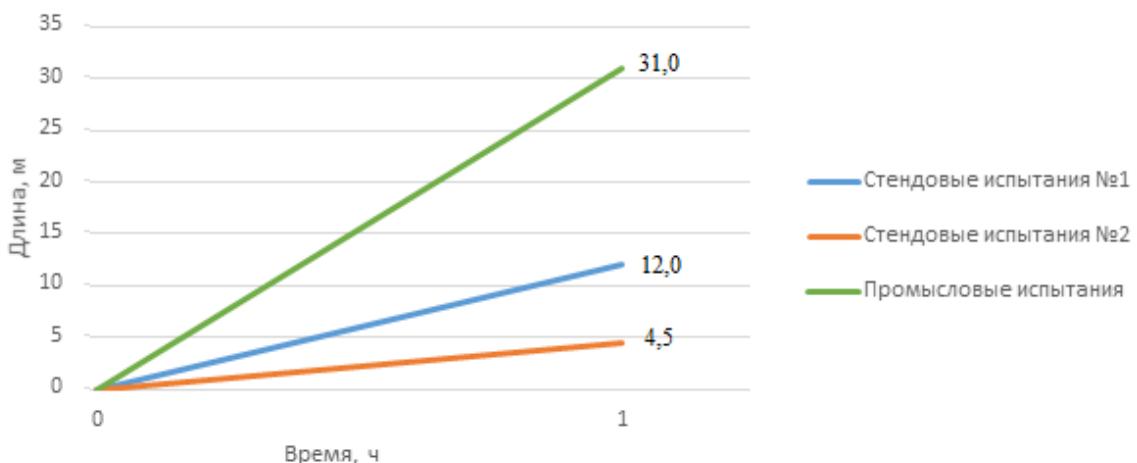


Рисунок 4.19 – Средняя механическая скорость бурения стендовых и промысловых испытаний.

По графику (Рисунок 4.19) видно, что скорость бурения при промысловых испытаниях превосходит стендовые, что в свою очередь подтверждает работоспособность долота-расширителя.

Таким образом, используя долото-расширитель, геометрия которого в рабочем положении аналогична стандартному долоту, управлять траекторией ствола скважины при одновременном бурении и расширении возможно по общепринятой технологии бурения скважин.

Выводы по третьему этапу:

1. Переход плашек долота-расширителя ДР-216/242 с транспортного в рабочее положение был плавный и ровный, без рывков.
2. Бурение с одновременным расширением производили при оборотах вращателя  $n = 100$  об./мин., расходе промывочной жидкости  $Q = 25$  л/с, с нагрузкой  $G = 2,0\text{--}3,0$  т. Проходка составила 208 м.

3. Средняя скорость бурения с одновременным расширением составила 31 м/ч.

4. Для исключения срыва штифтов, удерживающих раздвижные плашки на корпусе, предлагается заменить сварное соединение на резьбовое с применением фиксатора резьбы.

5. Рекомендуется после сборки долота-расширителя с отреставрированными зубками и резьбовыми упорными штифтами провести его повторные испытания в скважине.

#### **Выводы к главе 4**

1. Испытания долота-расширителя положительны, пробуренный участок по всей длине имеет цилиндрическую выработку с ровными стенками.

2. Плашки переходят с транспортного положения в рабочее и с рабочего в транспортное без заклинивания и каких-либо нареканий.

3. Расширение с 223 до 250 мм происходит быстро, без рывков на длину 70 мм.

4. Механическая скорость выше, чем при бурении скважины с одновременным расширением при помощи РРМ 216/240мм.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Анализом интервалов скважин, в процессе эксплуатации которых возникла негерметичность колонн, выявлено, что в основном это зоны с интенсивным поглощением бурового раствора. Данные интервалы изолировались тампонажными материалами, в которых негерметичность наступит в 33 % из 297 скважин через 10 лет, в 38 % – через 20 лет. Перекрытие 215 таких зон профильными перекрываемелями при бурении полностью исключили капитальный ремонт в этих скважинах по названной причине (анализ производился по 512 скважинам Федотовской площади ПАО «Татнефть», пробуренным и введенным в эксплуатацию начиная с 1978 г.).

2. По данным исследования траекторий стволов скважин с применением в компоновке низа бурильной колонны стандартного расширителя, выявлено, что:

- при роторном способе бурения с одновременным расширением увеличение зенитного угла от 3 до 8 ° на 100 метров проходки, а азимутальный угол находится в пределах допуска;
- при бурении с использованием забойного двигателя и телеметрической системы, отклонения в процессе управления траекторией зенитного угла – до 3 ° и разворотом азимутального угла на 5-6 ° на 10 метров проходки, т.е. долото уводит вверх и по направлению вращения.

3. Разработана технология обеспечения траектории ствола скважины для роторного бурения с применением стандартного расширителя путем прогнозирования и включения в проектную траекторию ствола скважины естественного отклонения для того, чтобы в контрольной точке ствол скважины попал в круг допуска.

4. Разработан, изготовлен и испытан в стендовых и промысловых условиях долото-расширитель для скважин диаметром 215,9 мм и доказана его работоспособность. Применение долота-расширителя с забойным двигателем и телесистемой облегчит процесс управления траекторией при бурении с одновременным расширением.

5. При вскрытии зоны осложнения с одновременным увеличением диаметра скважины время на установку профильного перекрываемателя сокращается на 3-5 суток по сравнению с существующей практикой работ. В денежном выражении экономия составляет порядка 1,5-2,5 млн рублей на скважину.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдрахманов, Г.С. Крепление скважин экспандируемыми трубами : учеб. пособие для вузов / Г.С. Абдрахманов. – 2-е изд., доп. – М. : ВНИИОЭНГ, 2014. – 267 с. – Текст : непосредственный.
2. Абдрахманов, Г.С. Ликвидация поглощения бурового раствора стальными профильными перекрываемателями / Г.С. Абдрахманов, А.Г. Зайнуллин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 7. – С. 19-23.
3. Абдрахманов, Г.С. Научно-методические основы и практика локального крепления стенок скважин экспандируемыми обсадными трубами : специальность 05.05.10 : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Г.С. Абдрахманов ; ТатНИПИнефть. – Уфа, 1990. – 422 с. – Текст : непосредственный.
4. Абдрахманов, Г.С. Проблемы герметизации резьбовых соединений расширяемых труб и пути их решения / Г.С. Абдрахманов, Н.Х. Хамитьянов, Н.Н. Вильданов. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М. : ВНИИОЭНГ, 2009. – С. 201-212.
5. Абдрахманова, Л.Г. Прогнозирование и диагностика зон поглощения бурового раствора по комплексу геофизических и других методов : специальность 04.00.12 : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Л.Г. Абдрахманова ; ГАНГ им. И.М. Губкина. – М., 1995. – 127 с. : ил. – Текст : непосредственный.
6. Абдулмазитов, Р.Г. Совершенствование технологии разработки залежей в карбонатных коллекторах с применением горизонтальных скважин / Р.Г. Абдулмазитов, Р.Г. Рамазанов, Р.Х. Низаев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 34-36.
7. Аветисов, А.Г. Ремонтно-изоляционные работы при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Г. Аветисов, А. Т. Кошелев, В. И. Крылов. – М. : Недра, 1981. – 215 с. – Текст : непосредственный.

8. Авторское свидетельство № 827750 СССР, МКИЗ Е21В 29/00. Способ восстановления герметичности обсадной колонны скважины : № 2783534/22-03 : заявлено 25.06.1979 : опубликовано 07.05.1981 / А.Г. Зайнуллин, Г.С. Абдрахманов, Р.Х. Ибатуллин, Ц.К. Шаяхметов (СССР). – 2 с. – Текст : непосредственный.

9. Авторское свидетельство № 851836 СССР, МКИЗ В21Д 39/14. Устройство для развалицовки труб : № 2804087/25-27 : заявлено 01.08.1979 : не публ. в открытии печати / Г.С. Абдрахманов, Ю.А. Сафонов, К.В. Мелинг [и др.] (СССР). – 2 с. – Текст : непосредственный.

10. Авторское свидетельство № 388650 СССР, МКИ2 Е21В 43/10. Устройство для ремонта внутри колонны труб : № 1474783/22-03 : заявлено 11.09.1970 : опубликовано 25.03.1976 / Ф.Ф. Конрад, И.А. Сидоров, А.Л. Волик [и др.]. – 3 с. – Текст : непосредственный.

11. Алымов, А.С. Некоторые факторы, влияющие на качество разобщения пласта / А.С. Алымов. – Текст : непосредственный // Бурение : отечественный опыт : экспресс-информация / ВНИИОЭНГ. – М., 1978. – Вып. 4. – С. 1-7.

12. Барановский, В.Д. Крепление и цементирование наклонных скважин / З.Д. Барановский, А.И. Булатов, В.И. Крылов. – М. : Недра, 1983. – 352 с. – Текст : непосредственный.

13. Белоруссов, В.О. Подбор компоновок низа бурильной колонны для безориентированного бурения скважин за рубежом / В.О. Белоруссов. – М. : ВНИИОЭНГ, 1988. – 52 с. – (Техника и технология бурения скважин : обзор. информ. / ВНИИОЭНГ ; вып. 8). – Текст : непосредственный.

14. Близнюков, В.Ю. Особенности бурения верхних интервалов глубоких скважин большого диаметра в сложных горно-геологических условиях / В.Ю. Близнюков, Вит. Ю. Близнюков. – М. : ИРЦ Газпром, 1995. – 54 с. – (Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин : обзор. информ.). – Текст : непосредственный.

15. Брентли, Д.Е. Справочник по вращательному бурению / Д.Е. Брентли; пер. с англ. И.А. Малькова ; под ред. Б.С. Филатова. – 5-е изд. - М. : Гостоптехиздат, 1957. – 406 с. – Текст : непосредственный.
16. Булатов, А.И. Справочник инженера по бурению : в 2 т. Т. 2 / А.И. Булатов, А.Г. Аветисов. – М. : Недра, 1985. – 191 с. – Текст : непосредственный.
17. Бурение горизонтальной скважины роторным способом / В.И. Злобин, Л.Н. Литвинов, Б.Н. Сизов, А.Я. Мендель, В.А. Кнутова, С.Н. Горобец. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 1. – С. 7-9.
18. Бурение и эксплуатация горизонтальных скважин / Н.М. Ризванов, К.Х. Гайнуллин, Р.Х. Юмашев, Н.Ф. Кагарманов, Э.М. Тимашев, В.Х. Самигуллин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 2. – С. 12-16.
19. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А.С. Повалихин, А.Г. Калинин, С.Н. Бастиров, К.М. Солодкий ; под общ. ред. А.Г. Калинина. – М. : Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 647 с. – Текст : непосредственный.
20. Бурение наклонных и горизонтальных скважин : справочник / А.Г. Калинин, Б. А. Никитин, К. М. Солодкий, Б. З. Султанов ; под ред. А.Г. Калинина. – М. : Недра, 1997. – 647 с. – Текст : непосредственный.
21. Вудс, Г. Искривление скважин при бурении : пер. с англ. / Г. Вудс, А. Лубинский. – М. : Гостоптехиздат, 1960. – 161 с. – Текст : непосредственный.
22. Григорян, А.М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами / А.М. Григорян. – М. : Недра, 1969. – 192 с. – Текст : непосредственный.
23. Григорян, А.М. Разветвленно-горизонтальные скважины –ближайшее будущее нефтяной промышленности (в порядке обсуждения) / А.М. Григорян // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 11. – С. 16-20. – Текст : непосредственный.

24. Григулецкий, В.Г. К исследованию упругой устойчивости нижней части бурильных труб (динамические задачи) / В.Г. Григулецкий. – Текст : непосредственный // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1981. – № 12. – С. 17-22.
25. Григулецкий, В.Г. Оптимальное управление при бурении скважин / В.Г. Григулецкий. – М. : Недра, 1988. – 229 с. – Текст : непосредственный.
26. Григулецкий, В.Г. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны / В.Г. Григулецкий, В.Т. Лукьянов. – М. : Недра, 1990. – 302 с. – Текст : непосредственный.
27. Григулецкий, В.Г. Расчет компоновок бурильной колонны для борьбы с искривлением скважин при роторном и турбинном бурении / В.Г. Григулецкий. – М. : ВНИИОЭНГ, 1982. – 56 с. – (Сер. Бурение : обзор. информ. / ВНИИОЭНГ ; вып. 19 (37). – Текст : непосредственный.
28. Гулизаде, М.П. Регулирование азимутального искривления при бурении наклонно направленных скважин с применением неориентируемых КНБК / М.П. Гулизаде, О.К. Мамедбеков. – М. : ВНИИОЭНГ, 1989. – 55 с. – (Сер. Строительство скважин : обзор. информ. / ВНИИОЭНГ. вып. 1). – Текст : непосредственный.
29. Дороднов, И.П. Предупреждение искривления скважин при бурении в сложных геологических условиях / И.П. Дороднов, С.А. Усаченко, Л.Н. Литвинов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 7. – С. 17-18.
30. Жжонов, В.Г. Крепление скважин в сложных условиях на Ромашкинском месторождении / В.Г. Жжонов, Р.И. Катеев, Н.М. Мордвинцева. – Текст : непосредственный // Бурение. – 1981. – № 11. – С. 21-23.
31. Залятдинов, А.А. Анализ влияния качества изоляции поглощающих пластов на потерю герметичности эксплуатационной колонны / А.А. Залятдинов, Л.Б. Хузина, Г.С. Абдрахманов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 1. – С. 36-37.
32. Залятдинов, А.А. Анализ конструкций скважин, сроков их эксплуатации до первых ремонтных работ по восстановлению герметичности

обсадных колонн / А.А. Залятдинов, Л.Б. Хузина. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 5. – С. 56-59.

33. Залятдинов, А.А. Долото-расширитель / А.А. Залятдинов. – Текст : непосредственный // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф., 14-17 нояб. 2018 г., г. Альметьевск. – Альметьевск : АГНИ, 2018. – С. 169-172.

34. Залятдинов, А.А. Исследование и разработка метода управления траекторией бурения с одновременным расширением ствола скважины А.А. Залятдинов, Г.С. Абдрахманов. – Текст : непосредственный // Материалы научной сессии студентов, 20-24 марта 2017 г. / АГНИ. – Альметьевск : АГНИ, 2017. – Ч. 1. – С. 9-11.

35. Залятдинов, А.А. Исследование метода управления траекторией ствола скважины при бурении с одновременным расширением / А.А. Залятдинов, Г.С. Абдрахманов. – Текст : непосредственный // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф., приуроченной к 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан, 28-29 окт. 2016 г. – Альметьевск : АГНИ, 2016. – Т. 1. – С. 254-258.

36. Залятдинов, А.А. Ликвидация катастрофических поглощений применением профильных перекрываемателей / А.А. Залятдинов, Л.Б. Хузина. – Текст : непосредственный // Ашировские чтения : тр. Междунар. науч.-практ. конф., 26-29 сент. 2017 г. – Самара : Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – С. 48-49.

37. Залятдинов, А.А. Ликвидация катастрофических поглощений бурового раствора путем применения профильных перекрываемателей / А.А. Залятдинов, Л.Б. Хузина. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 10 – С. 20-21.

38. Залятдинов, А.А. Применение экспандируемых труб для изоляции продуктивных пластов при бурении скважин / А.А. Залятдинов, Л.Б. Хузина // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : сб.

материалов Междунар. науч.-практ. конф., 25-28 окт. 2017 г., г. Альметьевск. – Альметьевск : АГНИ, 2018. – Т. 1. – С. 319-323.

39. Залятдинов, А.А. Совершенствование техники и технологии разобщения пластов профильными расширяемыми обсадными трубами / А.А. Залятдинов. – Текст : непосредственный // Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство : материалы Всерос. науч.-практ. конф., 30 марта - 3 апр. 2015 г. / М-во образования и науки РТ ; Совет Альметьевского муницип. р-на ; ОАО «Татнефть» ; АГНИ. – Альметьевск, 2015. – Ч. 1 : Нефтегазовое дело; машины, агрегаты в нефтегазодобывающей промышленности. – С. 87-89.

40. Залятдинов, А.А. Техника и технология разобщения пластов профильными расширениями обсадными трубами при бурении с одновременным расширением ствола скважины / А.А. Залятдинов. – Текст : непосредственный // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – Альметьевск : АГНИ, 2015. – Т. 14. – С. 43-46.

41. Залятдинов, А.А. Увеличение срока службы скважины за счет профильного перекрывателя / А.А. Залятдинов. – Текст : непосредственный // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии : сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых. – Альметьевск : АГНИ, 2017. – Т. 1. – С. 292-294.

42. Защита продуктивных пластов экспандируемыми обсадными трубами / Ш.Ф. Тахаутдинов, Г.С. Абдрахманов, И.Г. Юсупов, В.Г. Жжонов, Н.Х. Хамитьянов, В.П. Филиппов. – Текст : непосредственный // Технологии ТЭК : прил. к журн. «Нефть и Капитал». – 2002. – № 7 (дек.). – С. 22-24.

43. Изоляция зон водопритоков в наклонно направленных и горизонтальных скважинах / Г.С. Абдрахманов, И.Г. Юсупов, Г.А. Орлов, Н.Х. Хамитьянов, Р.Г. Загидуллин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 2. – С. 44-46.

44. К вопросу определения оптимальной глубины вертикального участка при креплении наклонных скважин / Ю.А. Аронов, М.Г. Аксёнов, Б.А. Никитин,

Ю.С. Родичев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 5. – С. 16-18.

45. К расчёту компоновки низа бурильной колонны, применяемой для безориентируемого управления зенитным углом / М.П. Гулизаде, Л.Я. Сушон, П.В. Емельянов, Л.Я. Кауфман. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 1. – С. 13-16.

46. Калинин, А.Г. Искривление скважин / А.Г. Калинин. – М. : Недра, 1974. – 304 с. – Текст : непосредственный.

47. Кисельман, М.Л. Оценка качества ремонта обсадных колонн металлическими пластирыми / М.Л. Кисельман. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 2. – С. 61-66.

48. Любимова, С.В. Повышение надежности герметизации эксплуатационных колонн с применением профильного перекрывателя / С.В. Любимова, А.А. Залятдинов. – Текст : непосредственный // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – Альметьевск : АГНИ, 2018. – Т. 17. – С. 67-71.

49. Любимова, С.В. Повышение устойчивости эксплуатационных колонн с применением профильного перекрывателя / С.В. Любимова, А.А. Залятдинов. – Текст : непосредственный // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф., 14-17 нояб. 2018 г., г. Альметьевск. – Альметьевск : АГНИ, 2018. – С. 187-190.

50. Мавлютов, М.Р. Разрушение горных пород при бурении скважин / М.Р. Мавлютов. – М. : Недра, 1978. – 215 с. – Текст : непосредственный.

51. Никитин, Б.А. Разработка и промышленное внедрение технологии строительства наклонно-направленных скважин с большим отклонением забоев : специальность 05.15.10 : автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук / Б.А. Никитин ; ПО «Сахалинморнефтегаз» ; «Коминефть» Миннефтепрома СССР. – Ивано-Франковск, 1991. – 30 с. : ил. – Текст : непосредственный.

52. Никонов, В.А. Новые модификации технологий телеметрических комплексов для решения задач нефтегазовой отрасли / В.А. Никонов, А.А. Залятдинов. – Текст : непосредственный // Бурение скважин в осложненных условиях : тезисы докл. II Междунар. науч.-практ. конф., Санкт-Петербург, 30 окт. - 1 нояб. 2017 г. – СПб., 2017. – С. 45-46.
53. Новая технология крепления скважин расширяемыми обсадными колоннами / Г.С. Абдрахманов, М.М. Залятов, Н.Х. Хамитьянов, М.Г. Сабиров, Н.Н. Вильданов, В.П. Филиппов, А.В. Киршин, В.Е. Пронин, А.В. Емельянов. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М. : ВНИИОЭНГ, 2011. – Вып. 79. – С. 182-191.
54. О некоторых причинах низкой эффективности горизонтальных скважин / Ф.А. Агзамов, Т.О. Акбулатов, И.А. Хабибуллин, А.В. Иштубаев. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 6. – С. 14-17.
55. Патент № 189648 Российская Федерация, МПК E21B 7/28 (2006.01), E21B 10/26 (2006.01). Скважинный расширитель : № 2018145864 : заявлено 22.01.2018 : опубликовано 29.05.2019 / Залятдинов А.А., Абдрахманов Г.С., Подножкин В.Г., Тимкин Н.Я., Халилов А.С. ; заявитель и патентообладатель ООО «Перекрыватель». – Текст : непосредственный.
56. Патент № 2471969 Российская Федерация, МПК E21B 43/10 (2006.01), E21B 29/10 (2006.01). Способ крепления необсаженной части скважины методом диапазонного расширения труб : № 2011128518/03 : заявлено 08.07.2011 : опубликовано 10.01.2013 / Хамитьянов Н.Х., Ягафаров А.С., Багнюк С.Л., Киршин А.В., Пронин В.Е., заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.
57. Патент № 2465433 Российская Федерация, МПК E21B 29/00 (2006.01). Устройство для отворота и разрушения башмака расширяемых колонн : № 2011118260/03 : заявлено 05.05.2011 : опубликовано 27.10.2012 / Хамитьянов Н.Х., Ягафаров А.С., Багнюк С.Л., Киршин А.В., Емельянов А.В. ; заявитель и

патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.

58. Патент № 2462583 Российская Федерация, МПК E21B 29/10 (2006.01). Устройство для перекрытия зоны осложнения при бурении скважины : № 2011118257/03 : заявлено 05.05.2011 : опубликовано 27.09.2012 / Ибатуллин Р.Р., Хамитьянов Н.Х., Ахмадишин Ф.Ф., Абдрахманов Г.С., Ягафаров А.С.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.

59. Патент № 46527 Российская Федерация, МПК E21B 29/10 (2000.01). Устройство для развальцовки труб : № 2005103719/22 : заявлено 11.02.2005 : опубликовано 10.07.2005 / Абдрахманов Г.С., Хамитьянов Н.Х., Вильданов Н.Н., Киршин А.В., Ягафаров А.С. ; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.

60. Патент № 2235849 Российская Федерация, МПК E21B 29/10 (2000.01). Устройство для развальцовки труб в скважине : № 2002120030/03 : заявлено 22.07.2002; опубликовано 10.09.2004 / Ибрагимов Н.Г., Мелинг К.В., Абдрахманов Г.С., Хамитьянов Н.Х., Ягафаров А.С. ; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.

61. Патент 2259462 Российская Федерация, МПК E21B 29/10 (2000.01). Устройство для развальцовки труб в скважине : № 2004109883/03 : заявлено 31.03.2004 : опубликовано 27.08.2005 / Хамитьянов Н.Х., Абдрахманов Г.С., Мелинг К.В., Вильданов Н.Н., Филиппов В.П., Ягафаров А.С. ; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.

62. Патент 81518 Российская Федерация, МПК E21B 29/10 (2006.01). Устройство для развальцовки труб и разрушения башмака в скважине : № 2008144554/22 : заявлено 11.11.2008 : опубликовано 20.03.2009 / Хамитьянов Н.Х., Абдрахманов Г.С., Вильданов Н.Н., Ягафаров А.С., Киршин А.В. ; заявитель

и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.

63. Патент № 2495226 Российской Федерации, МПК E21B 33/12 (2006.01). Устройство для разобщения пластов или продуктивного пласта горизонтальной скважины на отдельные зоны : № 2012104421 : заявлено 08.02.2012 : опубликовано 10.10.2013 / Ибатуллин Р.Р., Хамитьянов Н.Х., Ахмадишин Ф.Ф., Фаткуллин Р.Х., Ягафаров А.С. ; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.

64. Патент № 2459066 Российской Федерации, МПК E21B 29/10 (2006.01). Устройство для расширения труб в скважине : № 2011110875/03 : заявлено 22.03.2011 : опубликовано 20.08.2012 / Хамитьянов Н.Х., Ягафаров А.С., Киршин А.В., Багнюк С.Л., Пронин В.Е. ; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.

65. Повышение качества разобщения пластов при креплении скважин / А.В. Перов, В.Д. Городнов, А.А. Русаев, И.М. Тимохин, Н.М. Куликов, В.Т. Жженов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1976. – № 6. – С. 20-22.

66. Повышение эффективности бурения скважин роторным способом / А.И. Бринцев, Н.А. Сидоров, Р.Н. Ханнанов, Б.К. Челомбиев. – М. : ВНИИОЭНГ, 1984. – 60 с. – (Сер. Бурение : обзор. информ. / ВНИИОЭНГ. вып. 4 (66). – Текст : непосредственный

67. Применение профильных перекрываемателей для защиты эксплуатационной колонны в интервалах поглощения / А.А. Залятдинов, Л.Б. Хузина, С.В. Любимова, Р.Р. Хузин. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 9 – С. 27-29.

68. Применение технологий устранения негерметичности эксплуатационных колонн на примере скважин НГДУ ПАО «Татнефть» / Л.Б. Хузина, А.Ф. Сливченко, С.В. Любимова, Ф.З. Исмагилов, С.И. Голубь. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 12. – С. 121-123.

69. Профили направленных скважин и компоновки низа бурильных колонн / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, А.С. Повалихин. – М. : Недра, 1995. – 305 с. – Текст : непосредственный.
70. Развитие техники и технологии локального крепления скважин / Г.С. Абдрахманов, Ф.Ф. Ахмадишин, Х.Н. Хамитьянов, Н.Н. Вильданов, В.П. Филиппов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 6. – С. 34-36.
71. Разобщитель пласта для горизонтального ствола скважины / Н.Х. Хамитьянов, Р.Х. Фаткуллин, А.С. Ягафаров, В.П. Филиппов. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – Казань : Центр инновационных технологий, 2013. – Вып. 81. – С. 260-266.
72. Рекин, С.А. Устойчивость, упругая деформация и эксплуатация бурильных и обсадных колонн (Механика системы «колонна – скважина – пласт») / С.А. Рекин, А.Ш. Янтурин ; под ред. А.Ш. Янтурина. – СПб. : Недра, 2005. – 467 с. – Текст : непосредственный.
73. Сидоров, И.А. Восстановление герметичности обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах / И.А. Сидоров. – М. : ВНИИОЭНГ, 1972. – 96 с. – (Сер. Бурение : темат. научно-техн. обзоры / ВНИИОЭНГ). – Текст : непосредственный.
74. Совершенствование технологии расширяемых труб в ОАО «Татнефть» / Г.С. Абдрахманов, Ф.Ф. Ахмадишин, Н.Х. Хамитьянов, Н.Н. Вильданов, В.П. Филиппов, В.Е. Пронин, Н.Я. Тимкин. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – Казань : Центр инновационных технологий, 2013. – Вып. 81. – С. 267-275.
75. Сокращение затрат времени на локальное крепление зон осложнений профильными перекрываемелями / Г.С. Абдрахманов, В.П. Филиппов, И.В. Львова, С.Л. Багнюк, М.А. Исмагилов, А.А. Залятдинов. – Текст : непосредственный //

Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 12. – С. 30-34.

76. Султанов, Б.З. Управление устойчивостью и динамикой бурильной колонны / Б.З. Султанов. – М. : Недра, 1991. – 208 с. – Текст : непосредственный.
77. Теоретические исследования по определению энергосиловых параметров раздачи цилиндрических участков профильных труб сферическими пуансонами / Л.В. Юнышев, Н.Х. Хамитьянов, Г.С. Абдрахманов, Н.Н. Вильданов. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М. : ВНИИОЭНГ, 2008. – С. 239-250.
78. Техника управления динамикой бурильного инструмента при проводке глубоких скважин / Б.З. Султанов, М.С. Габдрахимов, Р.Р. Сафиуллин, А.С. Галеев. – М. : Недра, 1997. – 165 с. – Текст : непосредственный.
79. Уменьшение осложнений при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин, используя расширяемые профильные трубы / Г.С. Абдрахманов, Ф.Ф. Ахмадишин, В.П. Филиппов, И.В. Львова, Н.Н. Вильданов, Н.Я. Тимкин, А.А. Залятдинов. – Текст : электронный // Нефтяная провинция : сетевое науч. изд. – 2018. – № 3. – С. 106-116. – URL: [http://docs.wixstatic.com/ugd/2e67f9\\_d3ea7fd6ccd7451dba78ceea4995bb1e.pdf](http://docs.wixstatic.com/ugd/2e67f9_d3ea7fd6ccd7451dba78ceea4995bb1e.pdf) (дата обращения: 19.05.2020).
80. Филиппов, В.П. Совершенствование технологии изоляции зон поглощения бурового раствора профильными перекрывателями : специальность 25.00.15 : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / В.П. Филиппов ; ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2017. – 112 с. – Текст : непосредственный
81. Хамитьянов, Н.Х. Крепление скважин малого диаметра расширяемыми трубами / Н.Х. Хамитьянов, А.С. Ягафаров. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М. : ВНИИОЭНГ, 2011. – Вып. 79. – С. 194-198.
82. Хамитьянов, Н.Х. Технология изоляции зоны осложнения колонной расширяемых труб / Н.Х. Хамитьянов, Г.С. Абдрахманов, А.С. Ягафаров. – Текст

: непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 1. – С. 19-21.

83. Хамитьянов, Н.Х. Повышение качества крепления скважин расширяемыми трубами / Н.Х. Хамитьянов, А.С. Ягафаров. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М. : ВНИИОЭНГ, 2010. – Вып. 78. – С. 201-206.

84. Хамитьянов, Н.Х. Совершенствование развальцевателей для радиального расширения труб в скважине / Н.Х. Хамитьянов, А.С. Ягафаров. – Текст : непосредственный // Территория «Нефтегаз». – 2011. – № 2. – С. 12-13.

85. Хамитьянов, Н.Х. Устройство для развальцовки труб и разрушения башмака в скважине / Н.Х. Хамитьянов, А.С. Ягафаров. – Текст : непосредственный // Научно-техническая ярмарка идей и предложений группы компаний «Татнефть», посвященная 60-летию ОАО «Татнефть». Номинации: поддержание пластового давления, машины и оборудование / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2010. – С. 52-55.

86. Хузина, Л.Б. Анализ и обобщение данных по искривлению ствола при бурении с одновременным расширением диаметра скважины / Л.Б. Хузина, А.А. Залятдинов. – Текст : непосредственный // Территория «Нефтегаз». – 2016. – № 7-8. – С. 12-19.

87. Хузина, Л.Б. Изоляции осложненных зон профильными перекрываемателями в расширенном стволе скважины / Л.Б. Хузина, А.А. Залятдинов. – Текст : непосредственный // Neftegaz.RU. – 2017. – № 10 – С. 55-57.

88. Хузина, Л.Б. Применение профильных перекрываемателей для изоляции водопритоков при креплении скважины / Л.Б. Хузина, А.А. Залятдинов. – Текст : непосредственный // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – Альметьевск : АГНИ, 2017. – Т. 16. – С. 80-83.

89. Хузина, Л.Б. Увеличение прочности обсадных колонн с применением оборудования локального крепления скважин / Л.Б. Хузина, С.В. Любимова, А.А. Залятдинов. – Текст : непосредственный // Ученые записки Альметьевского

государственного нефтяного института. – Альметьевск : АГНИ, 2019. – Т. 18. – С. 64-68.

90. Abdrakhmanov, G.S. New expandable – profile liners used in Iran, China, Tatarstan / G.S. Abdrakhmanov, N.Kh. Khamityanov, N.N. Vildanov // Oil and Gas Journal. – 2006. – Vol. 104, № 13. – P. 45-50.

91. Expandable liners isolate water influx from directional, horizontal wells / Sh.F. Takhautdinov, N.G. Ibragimov, I.G. Yusupov, G.A. Orlov, N.Kh. Khamityanov, M. Kh. Musabirov // Oil and Gas Journal. – 2002. – Vol. 100, № 33. – P. 53-57.

92. Slivchenko, A.F. Local sealing technique to improve production string integrity reliability / A.F. Slivchenko, S.V. Lyubimova, A.A. Zalyatdinov // Earth science : International science and technology conference, 12.08.2019. – IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – Vol. 272. – P. 1-4. – URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/272/2/022045>.