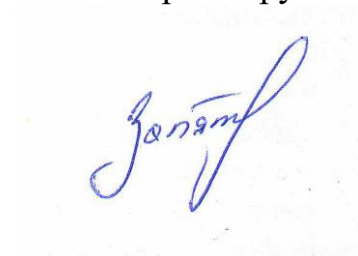


На правах рукописи



ЗАЛЯТДИНОВ АЛЬБЕРТ АЙРАТОВИЧ

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

Специальность 2.8.2 –
Технология бурения и освоения скважин

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Бугульма – 2021

Работа выполнена на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин»
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Абдрахманов Габдрашит Султанович

Официальные оппоненты: **Овчинников Василий Павлович**
доктор технических наук, профессор
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный
университет». Институт геологии и
нефтегазодобычи, кафедра бурения нефтяных
и газовых скважин, профессор

Гельфгат Михаил Яковлевич,
кандидат технических наук, старший научный
сотрудник
ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М.
Губкина», кафедра бурения нефтяных и газовых
скважин, профессор

Ведущая организация **ФГБОУ ВО «Самарский государственный
технический университет» (г. Самара)**

Защита состоится «17» марта 2022 г. в 14:00 часов на заседании
диссертационного совета 72.1.021.01 в Татарском научно-исследовательском и
проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» им. В.Д.
Шашина по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М.
Джалиля, 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте Татарского
научно-исследовательского и проектного института нефти www.tatnipi.ru.

Автореферат разослан «___» _____ 20__ г.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Львова Ирина Вячеславовна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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 высочайшего профессионального уровня Г.С. Абдрахмановым, Ф.Ф. Ахмадишиным, С.Л. Багнюком, Р.М. Богомолковым, Н.Н., Вильдановым, А.В. Емельяновым, Р.Г. Загидуллиным, А.Г. Зайнуллиным, Р.Х. Илаловым, М.А. Исмагиловым, А.В. Киршиным, 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. Филипповым, Н.Х. Хамитьяновым, Л.В. Юнышевым, А.С. Ягофаровым разработана и получила научно-техническое развитие оригинальная нетрадиционная технология локального крепления стенок скважин расширяемыми 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 «Перекрыватель» с 2000 г. освоено производство не только профильных труб, но и сопутствующего инструмента для установки их в скважине: раздвижных расширителей, развальцевателей,

раздвижных пуансонов, якорей, гидродомкратов и других технических средств.

Научно-техническое развитие технологии локального крепления скважин продолжается институтом «ТатНИПИнефть» совместно с ООО «Перекрыватель» 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 перекрывателями и повышение точности проводки скважины при бурении с одновременным расширением ствола.

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 перекрыватели) 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 перекрывателей 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 перекрывателей 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.

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 9 – в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК, и изданиях, входящих в международные базы данных, 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.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность выбранной темы, сформулированы цель, задачи, научная новизна, защищаемые научные положения и практическая значимость диссертационной работы.

В первой главе приведен анализ качества крепления скважин и сроков эксплуатации до первых ремонтных работ по восстановлению герметичности обсадных колонн, при бурении которых для перекрытия зон с катастрофическим поглощением бурового раствора применялись профильные трубы или проводились многократные изоляционные работы другими методами.

Для анализа было рассмотрено 512 скважин Федотовской площади начиная с 1970-х гг. 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 % (Рисунок 1).



Рисунок 1 – 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.

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 ПП нарушения герметичности эксплуатационных колонн отсутствуют.

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.

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 перекрывателя.

Во второй главе приведены результаты анализа профилей скважин, полученных при испытании технологии одновременного бурения и расширения интервала осложнения роторным способом с разными КНБК.

В анализ технологии одновременного бурения и расширения роторным способом вошли три вида компоновок низа бурильной колонны:

1) долото диаметром 215,9 мм + расширитель раздвижной модернизированный, увеличивающий диаметр скважины с 215,9 до 242 мм (РРМ 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 при бурении такой КНБК 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 1 представлены результаты испытаний технологии одновременного бурения и расширения на четырех скважинах с использованием КНБК № 1 и № 3.

Таблица 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 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 третьего варианта 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.

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 оборотов долота с расширителем – 60 об./мин., осевая нагрузка – 60 кН, производительность насоса – 32 л/сек., средняя механическая скорость составила 7,5 м/ч.

Геофизические исследования – гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК) и кавернометрия – показали следующие данные (Рисунок 2).

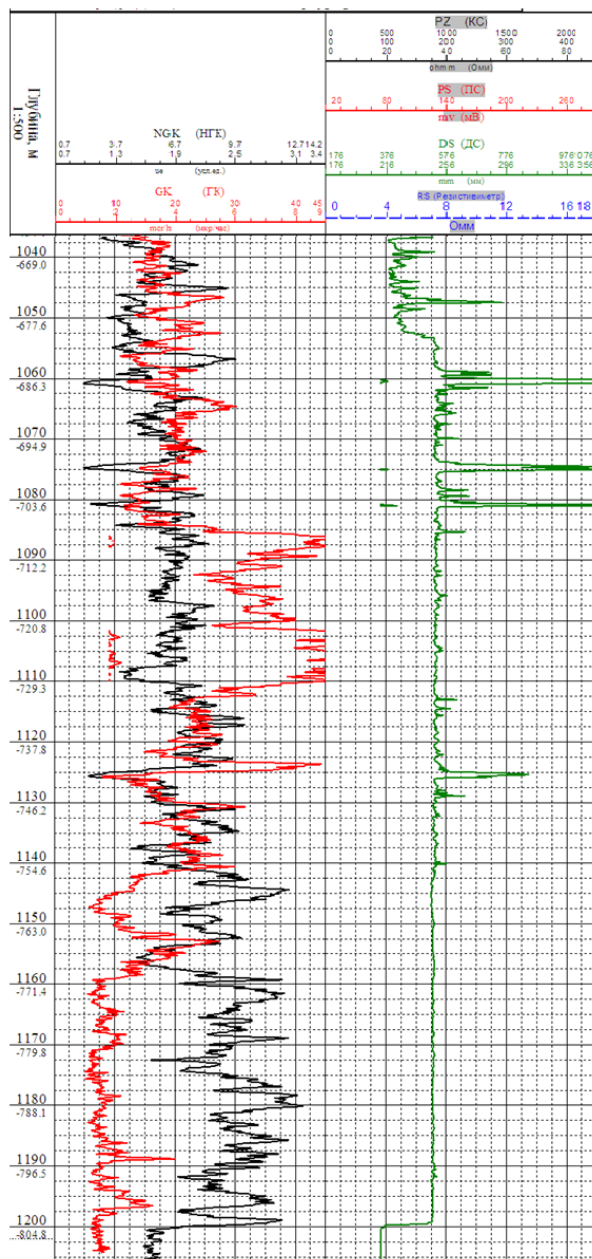


Рисунок 2 – Результаты геофизических исследований (ГК, НГК, каверномер) интервала бурения с одновременным расширением скважины 30551

Расширенный участок диаметром 242 мм ровный, что очень важно для плотного прижатия ПП к стенкам скважины. 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.

По диаграмме «Диагностика зон поглощений бурового раствора по данным РК и кавернометрии» 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.

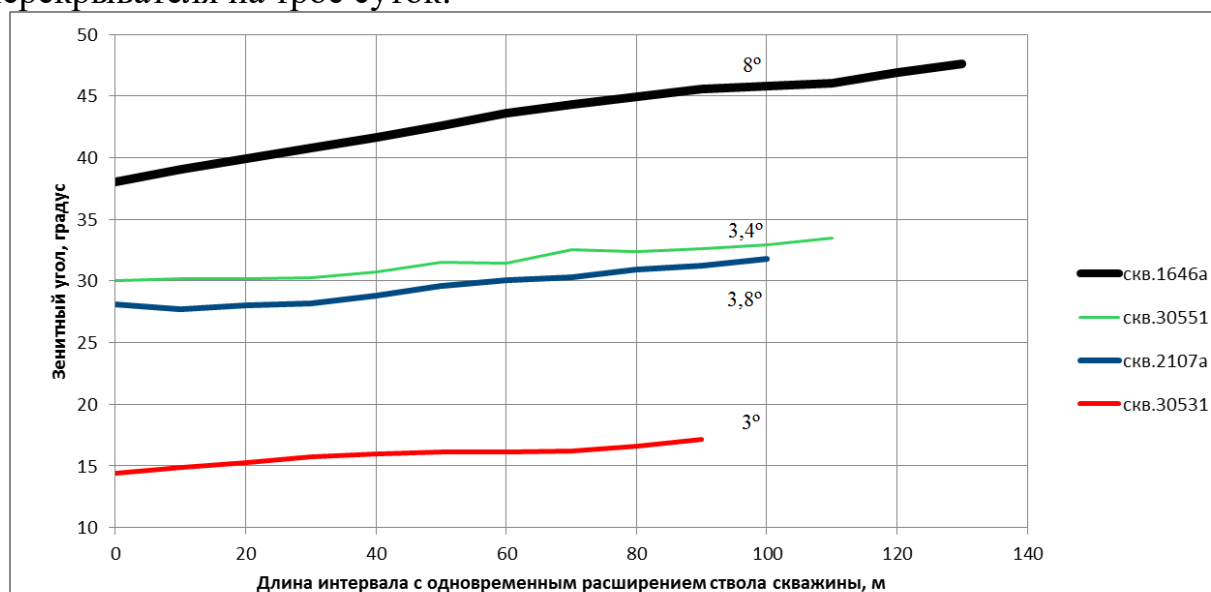


Рисунок 3 – Увеличение зенитного угла при бурении с одновременным расширением

В процессе анализа было установлено, что наряду с увеличением зенитного угла до расширения увеличивается набор зенитного угла при расширении (Рисунок 3), 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° 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 4).



Рисунок 4 – 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. Применение технологии одновременного бурения и расширения забойными двигателями также связано с возникновением нештатных ситуаций.

Третья глава посвящена анализу профилей скважин, полученных при бурении с расширением ствола скважины забойными двигателями, и описанию новой конструкции долота-расширителя.

Анализ фактических профилей скважин, полученных в процессе одновременного бурения и расширения скважин с применением забойных двигателей, был проведен по скважинам 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.

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. На Рисунках 5 и 6 приведены профили первого участка скважины 18 по значениям зенитного угла и азимуту.

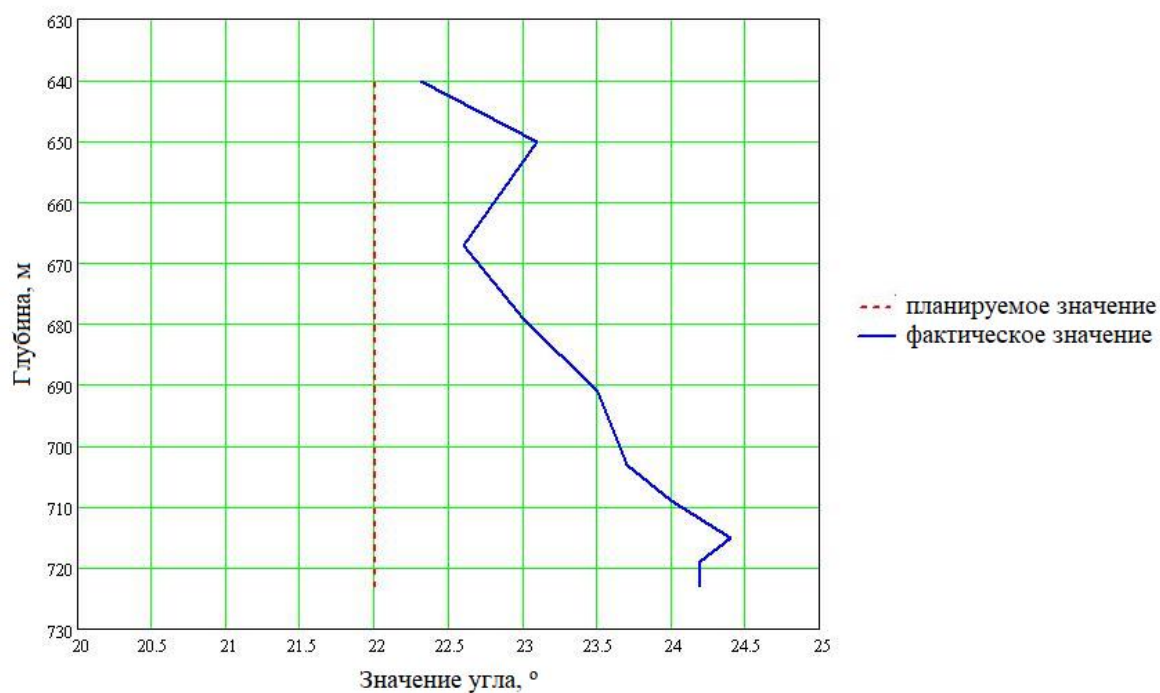


Рисунок 5 – Отклонения зенитного угла. Первый участок

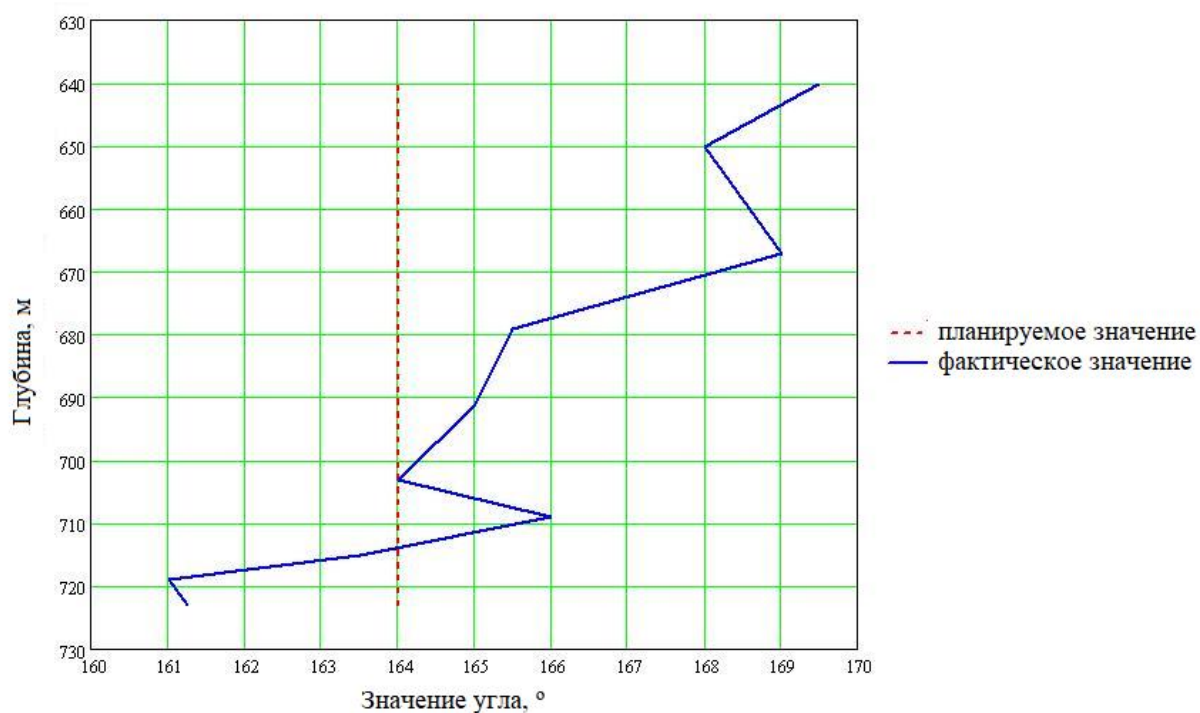


Рисунок 6 – Отклонения по азимуту. Первый участок

На Рисунке 7 представлена трехмерная траектория ствола всей скважины 18, на которой красным цветом отмечена плановая траектория, синим — фактическая.

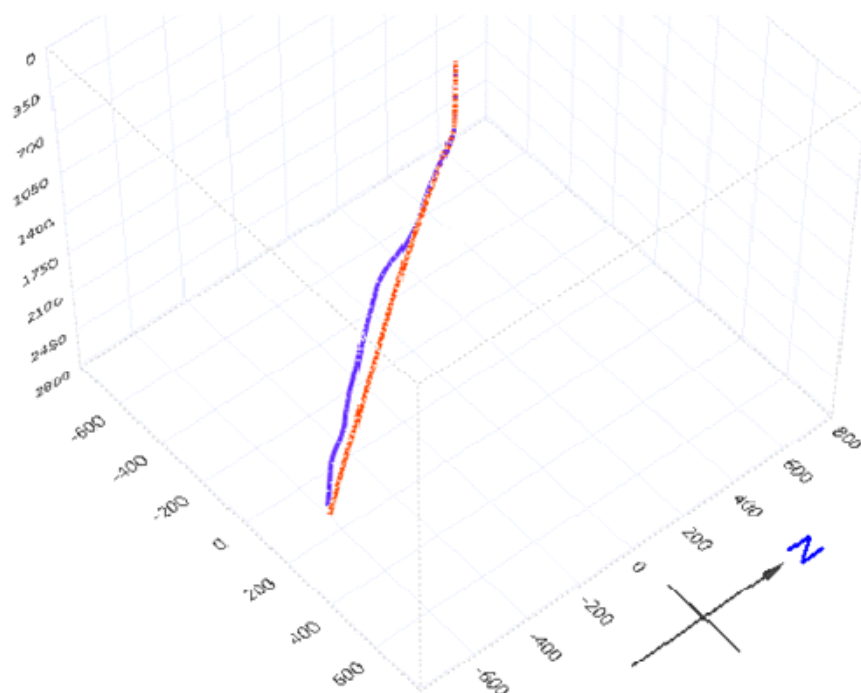


Рисунок 7 – Трехмерная траектория ствола скважины 18

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 $5-6^\circ$ 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.

В результате исследований был сделан вывод о необходимости для реализации предложенной технологии разработать долото-расширитель. На Рисунке 8 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.

Долото-расширитель работает следующим образом. Корпус 3 (Рисунок 8а), 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 8б, в) по направляющим 7. Диаметр описанной окружности 9 подвижных резцов 5 увеличивается и становится больше диаметра описанной окружности 11 основных резцов 2.

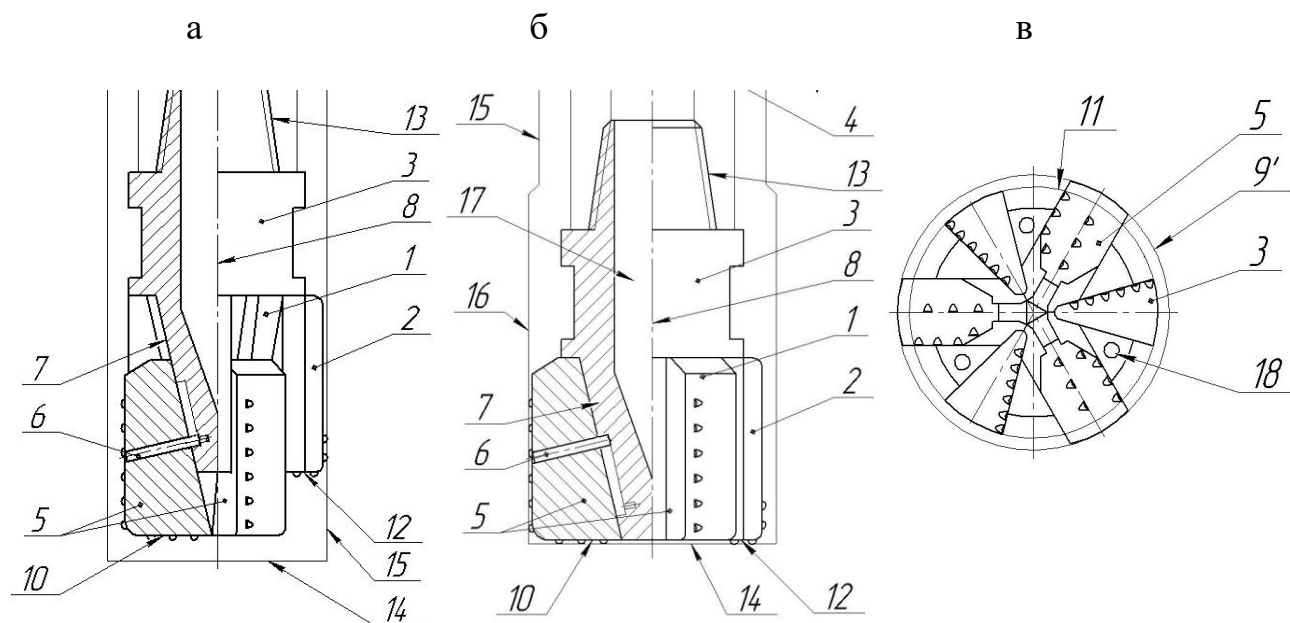


Рисунок 8 – Долото-расширитель:

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

При вращении долота-расширителя и под действием веса колонны труб 4 (Рисунок 8б) 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 8б, 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.

Опытный образец долота-расширителя ДР-216/242 (Рисунок 9), 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 «Перекрыватель».



а

б

Рисунок 9 – Раздвижной расширитель РРМ 216/240 (а) и долото-расширитель ДР-216/242 (б)

В четвертой главе приведены 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.

Испытания долота-расширителя проводились с целью:

1) определения осевого усилия среза штифтов, удерживающих подвижные плашки долота-расширителя ДР-216/242 в транспортном положении при спуске в скважину, на вертикальном гидравлическом прессе МИРИ- 500/1000К. Фактические данные осевых нагрузок испытания среза штифтов плашек долота-расширителя представлены на графике (Рисунок 10). Максимальное осевое усилие среза штифтов составило 31,9 кН (3,19 тс). Фактический ход длины среза штифтов – 7,7 мм;

2) определения работоспособности долота-расширителя при одновременном бурении и расширении цементного камня на буровом стенде СИТ.000.00.00. Бурение производили при оборотах вращателя $n = 32$ об./мин., расходе промывочной жидкости $Q = 6$ л/с, с нагрузкой $P = 0-4,0$ т на длине 1 м. Скорость при бурении составила 20 см/мин. (12 м/ч).

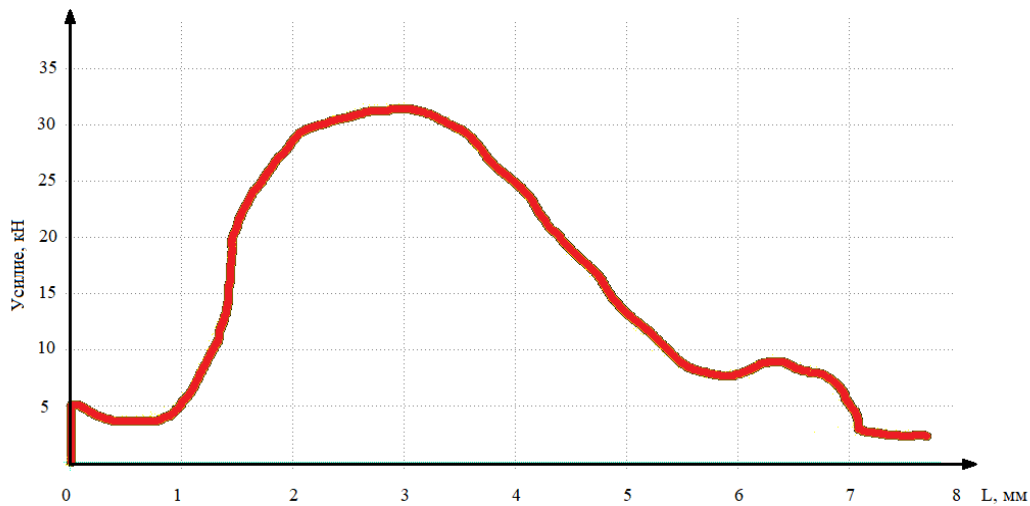


Рисунок 10 – График осевого усилия среза штифтов долота-расширителя ДР-216/242

При визуальном осмотре пробуренного цементного камня после окончания испытания (Рисунок 11а, 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;



а



б

Рисунок 11 – Модель после проведения испытания долота-расширителя ДР-216/242

3) определения надежности среза штифтов, удерживающих подвижные плашки долота-расширителя в транспортном положении, и перехода долота-расширителя в рабочее положение при забурировании с забоя модели скважин.

Модель установили на скважине бурового стенда СИТ.000.00.00. На вращатель бурового стенда СИТ.000.00.00 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. Срез штифтов и вывод плашек в рабочее положение прошло успешно;

4) определения эффективности вымывания шлама из узлов крепления раздвижных плашек долота-расширителя за счет дополнительных отверстий в корпусе и пазов на внутренней поверхности плашек. Согласно рекомендациям, приведенным в актах первых испытаний для улучшения промывки, были высверлены на долоте-расширителе отверстия по центру «ласточкиного хвоста» и сбоку. Также на плашках расфрезерованы пазы для вымывания шлама (Рисунок 12).



Рисунок 12 – 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;

5) определения плотности и твердости цементного камня. На машине МАТЕСТ Е161-03N определили максимальную нагрузку разрушения первого и второго образцов (Таблица 2).

Таблица 2 - Параметры образцов

Параметры	Образец №1	Образец №2
Масса, кг	0,1132	0,2493
Объем, мл	99	118
Плотность, кг/м ³	1143,4	2103,8
Максимальная нагрузка, кН	9,389	22,376
Твердость цементных образцов, кгс/мм ²	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.

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

Забурирование и расширение производили при забое скважины 60 м, оборотах $n = 100$ об./мин., расходе промывочной жидкости $Q = 25$ л/с, с нагрузкой $G = 1,0-3,0$ т на глубину 0,5 м. Дальнейшее бурение продолжили без изменения режима: $n = 110$ об./мин., расход промывочной жидкости $Q = 25$ л/с, с нагрузкой $G = 2,0-3,0$ т. Средняя скорость бурения составила 31 м/ч. При достижении глубины 268 м проходка на долото-расширитель прекратилась. После подъема долота-расширителя выяснилось, что выпали две раздвижные плашки вследствие срыва штифтов по месту сварки, которые удерживали раздвижные плашки на корпусе долота-расширителя. Для исключения подобного случая крепления штифтов, удерживающих раздвижные плашки на корпусе, сварное соединение заменено на резьбовое 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 13 – Долото, плашка и резьбовой штифт

После сборки долота-расширителя с отреставрированными двумя плашками и резьбовыми упорными штифтами планируется провести его повторные испытания в скважине (Рисунок 13).

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.

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 перекрывателями 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 перекрывателя 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.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах, в том числе:

в ведущих рецензируемых научных изданиях в соответствии с требованиями ВАК Минобрнауки РФ:

1. 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.

2. 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.

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

4. 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.

5. Применение профильных перекрывателей 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.

6. Сокращение затрат времени на локальное крепление зон осложнений профильными перекрывателями / 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.

7. 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 (дата обращения: 19.05.2020).

8. 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.

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

10. 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>.

в других научно-технических изданиях:

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. Залятдинов, А.А. Ликвидация катастрофических поглощений применением профильных перекрывателей / 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.
5. 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.
6. 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.
7. 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.
8. 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.

9. 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.
10. 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.
11. 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.
12. Хузина, Л.Б. Применение профильных перекрывателей 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.
13. 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.

Подписано в печать 27.12.2021 г.
Формат 60×84/16
Печать RISO Объем 1,5 ус.печ.л.
Тираж 100 экз. Заказ № 33

**ГБОУ ВО «АЛЬМЕТЬЕВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ»
УЧЕБНАЯ ТИПОГРАФИЯ**
423452, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 2
Тел.: 8 (8553) 31-01-09
E-mail: typographi_agni@mail.ru