

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

Инженерная школа Природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы: Отделение нефтегазового дела (ОНД)

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ эффективности геолого-технических мероприятий для доразработки объекта АВ1, АВ2 Советского нефтяного месторождения (Томская область) <u>УДК 622.276-047.44(571.16)</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Педаш Дмитрий Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент, ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.-М.Н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	К.Э.Н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н., профессор		

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

Инженерная школа Природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Педаш Дмитрию Викторовичу

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№1395/с от 01.03.2018 г.
---	--------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2018 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической, геофизической, научной информации по Советскому нефтяному месторождению, тексты, графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Опыт разработки месторождений аналогичных объектам АВ; 2. Область применения технологии строительства боковых стволов; 3. Рассмотрение физических механизмов и математических моделей при исследовании и описании процессов; 4. Рекомендации по реализации технологии боковых горизонтальных стволов и контролю за процессом; 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 6. Социальная ответственность 7. Формирование выводов о проделанной работе
Перечень графического материала	1. Динамика ввода в эксплуатацию и действующего добывающего фонда скважин; 2. Динамика действующего фонда барьерных скважин, закачки и приемистости;

	3. Основные показатели разработки объекта; 4. Способы заканчивания скважин горизонтальным стволом; 5. Последовательность операций по гидроразрыву пласта в скважине с горизонтальным стволом; 6. Схема конструкции скважин на Советском месторождении; 7. Схема горизонтальных скважин на Советском месторождении; 8. Характеристика неработающего фонда скважин; 9. Соотношение накопленной добычи нефти и воды; 10. Карта-схема проведенных ПГИС
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф Ирина Валерьевна, к.э.н., доцент ОНД
«Социальная ответственность»	Абраменко Никита Сергеевич, ассистент
Консультант – лингвист Отделения иностранных языков ШПИБ	Уткина Анна Николаевна, к.филос.н., доцент отделения иностранных языков

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	13.01.2018
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент, ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.-м.н., доцент		13.01.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Педаш Дмитрий Викторович		13.01.2018

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

Инженерная школа Природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела (ОНД)
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017 /2018 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	4.06.2018
--	-----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
5.03.2018	<i>Опыт разработки месторождений аналогичных объектам АВ Советского месторождения</i>	
10.03.2018	<i>Область применения технологии строительства боковых стволов</i>	
20.03.2018	<i>Рассмотрение физических механизмов и математических моделей при исследовании и описании процессов</i>	
30.03.2018	<i>Рекомендации по реализации технологии бгс и контролю за процессом</i>	
4.04.2018	<i>Формирование комплекса мероприятий по внедрению исследуемой БГС на объекте АВ</i>	
7.05.2018	<i>Финансовый менеджмент</i>	
8.05.2018	<i>Социальная ответственность</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент, ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С.	к.г.-м.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков П.Н.	д.т.н., профессор		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Педаш Дмитрию Викторовичу

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов для проведения геолого-технического мероприятия	Оценка материально-технических, энергетических и трудовых затрат на проведение зарезки бокового ствола на Советском месторождении
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ Ф3-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016 N 444-ФЗ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование перспективности проведения зарезки бокового ствола на Советском месторождении и расчет прироста дебита после проведения операции
2. Планирование процесса НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски, организация закупок	Составление плана проекта боковой зарезки ствола на Советском месторождении
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет экономической эффективности зарезки бокового ствола, анализ чувствительности проекта к риску
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<p><i>Таблицы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Основные технологические показатели Советского месторождения. - Исходные данные для расчета. - Расчеты чистой текущей стоимости проекта с нормой дисконта - Исходные данные для расчета показателей оценки экономической эффективности ЗБС. - Результаты расчета основных показателей эффективности ЗБС. - Базовые значения изменяемых факторов. - Результаты расчета отклонений ЧДД от базового значения в процентах при изменении рассматриваемых факторов на $\pm 10\%$ <p><i>Графики:</i></p> <p>Изменение ЧДП, НЧДП по месяцам первого года анализируемого периода. Нормированная чувствительность ЧДД плана к исследуемым факторам</p>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	5.04.2018
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		5.04.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Педаш Дмитрий Викторович		5.04.2018

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Педаш Дмитрию Викторовичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является метод боковой резки стволов для доизвлечения запасов.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p>	<p>Основными вредными факторами являются:</p> <p>Отклонение показателей климата на открытом воздухе</p> <p>Недостаточная освещенность.</p> <p>Повышенный уровень шума на рабочем месте.</p> <p>Вредные вещества.</p> <p>К опасным факторам относятся:</p> <p>Электробезопасность. Поражение электрическим током.</p> <p>Механические опасности.</p> <p>Агрегаты под давлением.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <p>защита селитебной зоны</p> <p>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p> <p>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</p> <p>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</p> <p>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p>	<p>- Анализ воздействия объекта на атмосферу:</p> <p>Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от планируемых объектов разработки Советского месторождения являются технологические установки такие как: мобильные дизельные установки, буровая установка, дизельные электростанции.</p> <p>- Анализ воздействия объекта на гидросферу:</p> <p>Главные пути попадания загрязняющих веществ в поверхностные и подземные воды:</p> <p>Разливы попутных вод, извлекаемых из продуктивных пластов на поверхность с нефтью.</p> <p>Поступление загрязняющих веществ в результате аварийных утечек из водоводов, нефтепроводов.</p> <p>- Анализ воздействия объекта на литосферу:</p> <p>В процессе эксплуатации месторождения</p>

	<p>воздействия на почву выражаются в следующем:</p> <p>Захламление земли отвалами бытовых и производственных отходов;</p> <p>Загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами при авариях на кустовых площадках, прорыв обваловки шламовых амбаров, авариях трубопровода.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <p>Возможные ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</p> <p>выбор наиболее типичной ЧС;</p> <p>разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</p> <p>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <p>Газонефтеводопроявления</p> <p>Пожарная безопасность.</p> <p>Разработка мер по предупреждению ЧС</p> <p>Меры ликвидации ЧС:</p> <p>Для ликвидации ГНВП применяют закачку раствора глушения с постепенным его увеличением плотности до требуемой.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.04.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			10.04.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Педаш Дмитрий Викторович		10.04.2018

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

	Формулировка результатов
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

Реферат

Магистерская диссертационная работа содержит 146 страниц, 27 рисунков, 22 таблиц, 2 приложения, 34 источника.

Ключевые слова: нефть, эксплуатационное бурение горизонтального ствола, месторождение, добывающая скважина, запасы, фонд скважин, нефтеотдача, field, sidetracking, oil recovery

Объектом исследования является технология бурения бокового горизонтального ствола на Советском месторождении

Цель работы

Совершенствование разработки объекта АВ Советского месторождения на четвертой стадии разработки посредством обоснования строительства боковых горизонтальных стволов.

Основные задачи исследования

1. Анализ проведенных геолого-технических мероприятий на Советском месторождении
2. Оценка текущего состояния разработки месторождения
3. Анализ результатов разработки месторождения на поздней стадии с применением БГС.
4. Расчет технологических показателей дебита скважины с боковым горизонтальным стволом.
5. Обоснование технологической и экономической эффективности внедрения в систему разработки боковых горизонтальных стволов

Основным защищаемым положением, выносимым на защиту является оценка эффективности внедрения технологии зарезки бокового ствола с целью доизвлечения запасов на Советском месторождении

Структура работы

В первом разделе обобщены результаты проводимых на объекте геолого-технологических мероприятий, включая ГРП, бурение горизонтальных скважин, физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, многочисленных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин и пластов;

Во втором разделе обосновывается геолого-промысловая модель выработки запасов нефти, изучены и описаны сами механизмы нефтеизвлечения на основе ПГИС;

В третьем разделе выявлены отклонения, допущенные на этапах реализации проектных решений;

В четвертом разделе проведен детальный анализ действующего и неработающего фонда скважин на предмет: рентабельности дальнейшей эксплуатации, соответствия проектному местоположению, конфигурации и реализации проектных параметров системы разработки;

Согласно проведенным исследованиям видна необходимость проведения широкомасштабных работ по восстановлению эксплуатационного фонда скважин, адаптации системы заводнения к структуре текущих запасов нефти, вовлечение в разработку запасов периферийных зон залежей нефти основного объекта AB_1+AB_2 .

В пятой главе произведена оценка материально-технических, энергетических и трудовых затрат на проведение данного геолого-технического мероприятия. .

В шестой главе рассмотрены опасные и вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения, вероятные чрезвычайные ситуации при выполнении производственных работ, правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Данная работа нацелена на обоснование перспектив доизвлечения остаточных запасов Советского месторождения, где основным по добыче и остаточным запасам остается объект AB_1+AB_2 .

Содержание	
ВВЕДЕНИЕ	13
Глава 1. Опыт разработки месторождений аналогичных объектам АВ Советского месторождения	14
1.1 Отечественный опыт	14
1.2 Зарубежный опыт	27
1.3 Выбор эффективных технологических решений разработки	38
Выводы	41
Глава 2. Область применения технологии строительства боковых стволов	43
2.1 Сущность и основные аспекты технологии БГС	43
2.2 Преимущества и недостатки исследуемой технологии БГС	49
2.3 Критерии выбора объекта для применения технологии БГС	50
Выводы и рекомендации по разделу	53
Глава 3. Рассмотрение физических механизмов и математических моделей при исследовании и описании процессов	55
3.1 Систематизация лабораторных исследований процесса	55
3.2 Рассмотрение методов прогнозирования для описания процесса	56
Выводы	62
Глава 4. Рекомендации по реализации технологии бгс и контролю за процессом	63
4.1 Анализ геологических особенностей и технологических решений по объекту разработки	63
4.2 Формирование комплекса мероприятий по внедрению исследуемой технологии БГС на объекте АВ Советского месторождения	89
4.3 Техничко-технологические требования и контроль при реализации процесса	100
Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	104
5.1 Основные технико-экономические показатели Советского месторождения.	104
5.2 Расчет экономической эффективности строительства ГС	105
Выводы	109
Глава 6. Социальная ответственность	112
6.1. Производственная безопасность	113
6.2. Экологическая безопасность	119
6.3 Защита в чрезвычайных ситуациях	122
6.4 Законодательное регулирование проектных решений	123
Заключение	126
Список публикаций студента	127
Список используемых источников	128
Приложение 1	132
Приложение 2	133

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы

Как отмечалось ранее, основная причина наметившегося отставания годовых отборов нефти по Советскому месторождению и в частности по основному объекту АВ₁₋₂ обусловлена невыполнением проектных объемов буровых работ, а также недостаточно высоким уровнем использования добывающего фонда скважин. Сложившееся состояние фонда скважин объектов месторождения, тенденции в нефтедобыче не обеспечивают достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти. Особенно это касается объекта АВ₁₋₂ ставшего предметом анализа в данном магистерском проекте.

Цель работы

Современствование разработки объекта АВ на четвертой стадии разработки посредством обоснования строительства боковых горизонтальных стволов.

Основные задачи исследования

1. Анализ результатов разработки месторождений на поздней стадии применением БГС.
2. Расчет технологических показателей дебита скважины с боковым горизонтальным стволом.
3. Обоснование технологической эффективности внедрения в систему разработки боковых горизонтальных стволов.

Глава 1. Опыт разработки месторождений аналогичных объектам АВ Советского месторождения

1.1 Отечественный опыт

Анализ эффективности системы разработки газонефтяной зоны пластов группы АВ Самотлорского месторождения и применения барьерного заводнения.

Газонефтяная зона пластов группы АВ находится в промышленной эксплуатации с 1969 года. В ее разрезе выделено четыре самостоятельных основных объекта разработки – АВ₁¹⁻², АВ₁³, АВ₂₋₃, АВ₄₋₅.

Эксплуатационные объекты различаются сложностью строения, геолого- физическими характеристиками пластов-коллекторов, объемами извлекаемых запасов нефти: газонефтяная зона пласта АВ₁¹⁻² содержит 29 % извлекаемых запасов нефти ГНЗ, АВ₁³ – 5 %, АВ₂₋₃ – 43 %, АВ₄₋₅ – 29 %. Наибольшие остаточные запасы нефти сосредоточены в пласте АВ₁¹⁻² – 45 %. В соответствии с текущей промышленной значимостью и продуктивностью объектов сложилась структура эксплуатационного фонда месторождения: объект АВ₁¹⁻² – 943 ед., АВ₁³ – 247 ед., АВ₂₋₃ – 921 ед. (40 %), АВ₄₋₅ – 116 ед.

Быстрая динамика бурения и возвратов скважин обеспечила необходимое формирование проектных систем ППД на объектах, в том числе и формирование барьерных рядов нагнетательных скважин, за счет возвратного фонда скважин и переводом добывающих скважин под закачку. С 2006 года активизируется перевод проектных скважин, в газонефтяную зону с проведением ГРП, что повышает охват пласта АВ₁¹⁻² воздействием, и поддерживает нефтеотдачу пласта АВ₁¹⁻² в целом. Внедрение технологии ГРП на добывающем фонде, увеличение объемов перевода скважин сопровождалось мероприятиями по оптимизации избирательных систем заводнения, поддерживающих сформировавшиеся участки отборов. На дату анализа в ГЗ и ГНЗ месторождения пробурено 722 скважины нефтяного фонда, выполнены переводы с нижележащих объектов 1908

скважин.

На рисунке 1 отражена динамика ввода добывающих и нагнетательных скважин в ГЗ и ГНЗ по группе пластов АВ месторождения.

Для всех объектов запроектированы и в различной мере реализованы системы разработки. На объекте АВ₁¹⁻² площадная семиточечная, обращенная система, с двумя сформированными барьерными рядами в районе авандельты, на остальной территории собственно «рябчик» начинается формирование внешнего барьерного ряда, предложенного «Авторским надзором...», 2009 г. На объекте АВ₁³ в газонефтяной части залежи, вблизи внутреннего ГНК, реализована кольцевая система заводнения. На объекте АВ₂₋₃ в газонефтяной зоне реализована кольцевая система заводнения, состоящая из внешнего и внутреннего барьерных рядов, на отдельных участках ГНЗ площадная семиточечная система. На газонефтяной зоне пласта АВ₄₋₅ реализована блочная система заводнения. В процессе освоения газонефтяной зоны месторождения уточнялось строение залежей пластов, продуктивность коллекторов с внедрением технологии ГРП, корректировались сетки скважин.

В целом по пластам группы АВ₁₋₅ сформированы три кольцевые системы: на внутреннем ГНК – АВ₁³, внутреннем и внешнем ГНК – АВ₂₋₃. Ширина зон между кольцами изменяется от 1,3 до 6,5 км.

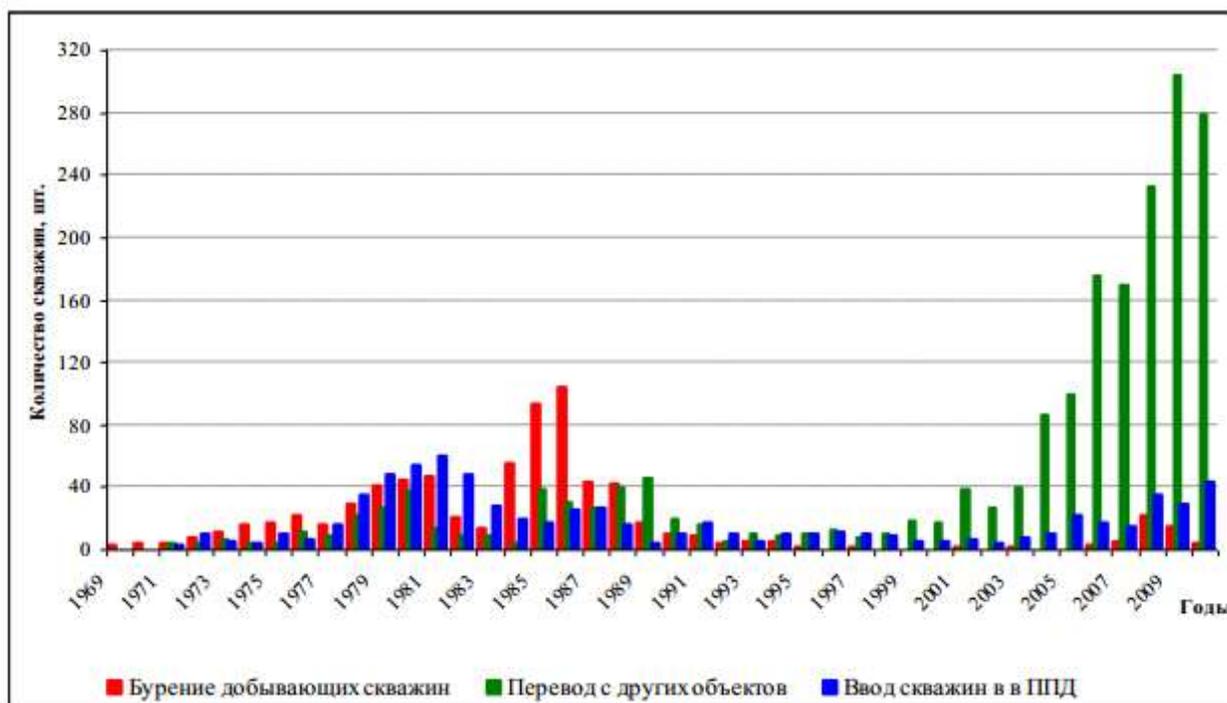


Рисунок 1 – Самотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Динамика ввода в эксплуатацию добывающего и нагнетательного фонда скважин

Пласт АВ₁¹⁻²

С начала разработки в ГЗ и ГНЗ пласта АВ₁¹⁻² в эксплуатацию введено 1314 скважин, в том числе на территории ОАО «Самотлорнефтегаз» 1236 скважин, на территории ОАО «ГНК-НВ» – 81 скважина.

За историю разработки объекта в добыче нефти и природного газа участвовало 1214 скважин, в том числе 244 скважины пласта АВ₁³, добывавшие, по отчетности МЭР, природный газ перетоком с пласта АВ₁¹⁻². Динамика ввода в разработку добывающих скважин на территорию ГЗ и ГНЗ с входными показателями работы представлена на рисунке 2.

Освоение ГЗ и ГНЗ пласта начато в 1970 году, всего с начала разработки введено из бурения 134 скважины, возвращено с нижних объектов разработки 836 скважин, в 244 скважинах пласта АВ₁₃ получена добыча прорывного свободного газа пласта АВ₁₁₋₂.

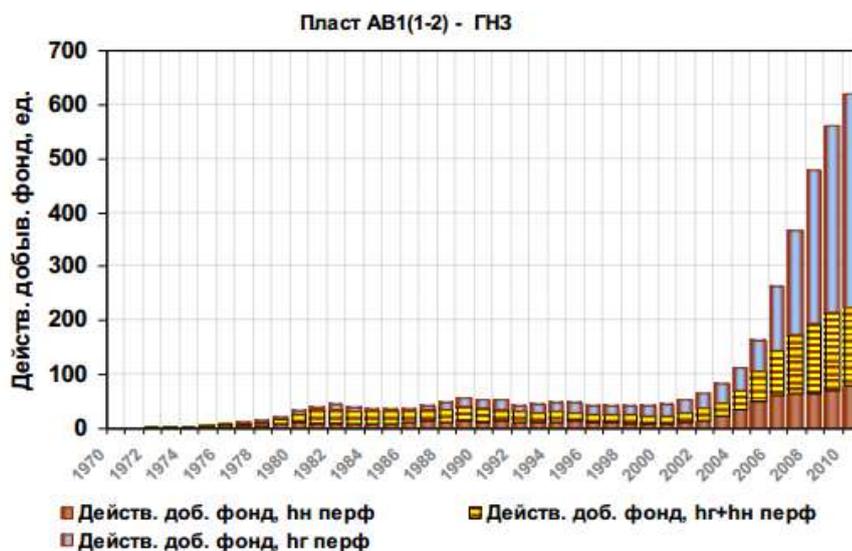
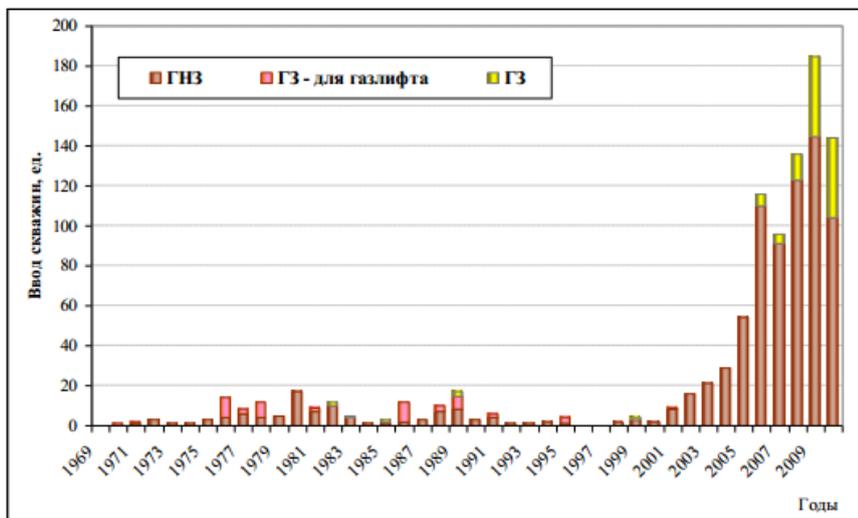
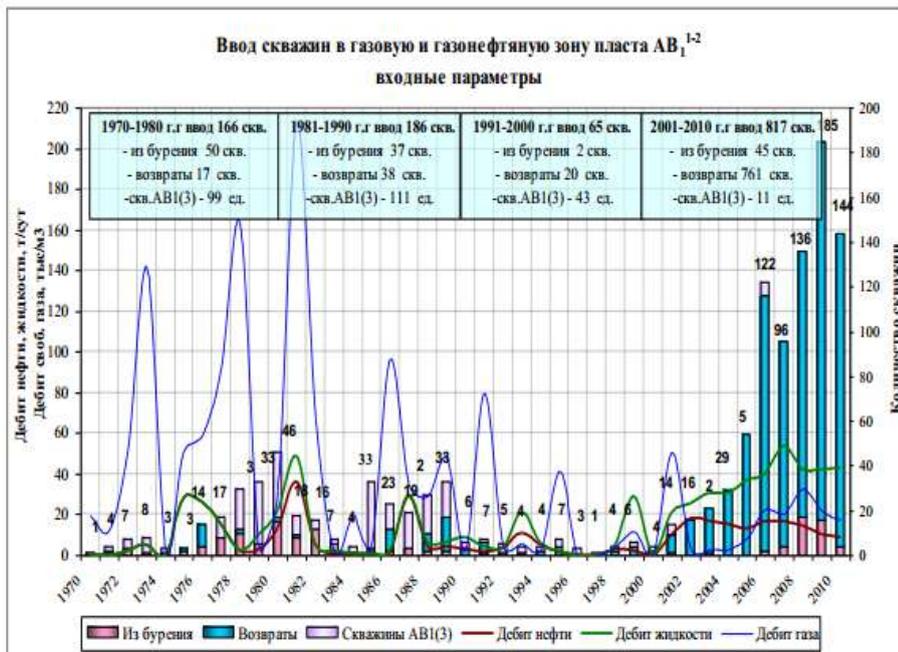


Рисунок 2 – Самотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Динамика ввода в эксплуатацию действующего добывающего фонда скважин.

В период до 1976 года ввод скважин носит единичный характер. С внедрением технологии ГРП увеличился ввод добывающих скважин на участки низкопроницаемых, заглинизированных и расчлененных коллекторов типа «рябчик».

Основной ввод скважин приходится на период 2001-2010 гг., в течение которого введено из бурения 45 скважин, возвращено с других объектов 761 скважина, средний дебит вводимых скважин составляет по жидкости 47,3 т/сут, по нефти – 17,6 т/сут и прорыв свободного газа – 21,9 тыс.м³/сут. Обводненность вводимых в данный период скважин значительно высокая, и в 2009 году составляет 75 %, что объясняется вводом скважин в совместную эксплуатацию с нижележащими объектами, а также с проведением ГРП на 64 % фонда. Кроме того, в указанный период в добычу прорывного газа подключились 11 скважин пласта АВ13.

В газовую зону пласта с начала разработки введено 162 скважины, это 51 скважина, служившая в период 1970-2006 гг. для извлечения природного газа (6,5 млрд.м³) с целью его использования для эксплуатации бескомпрессорным и внутрискважинным газлифтом добывающих нефтяных скважин и 111 скважин (преимущественно введенных с 2006-2010 гг.) для добычи внедрившейся нефти.

С начала разработки по зонам ГЗ и ГНЗ для формирования барьерного ряда нагнетательных скважин (104 ед.), и формирования площадной системы заводнения (137 ед.) введена 241 скважина. Динамика ввода в разработку нагнетательных скважин и основные показатели работы представлена на рисунках 3 и 4.

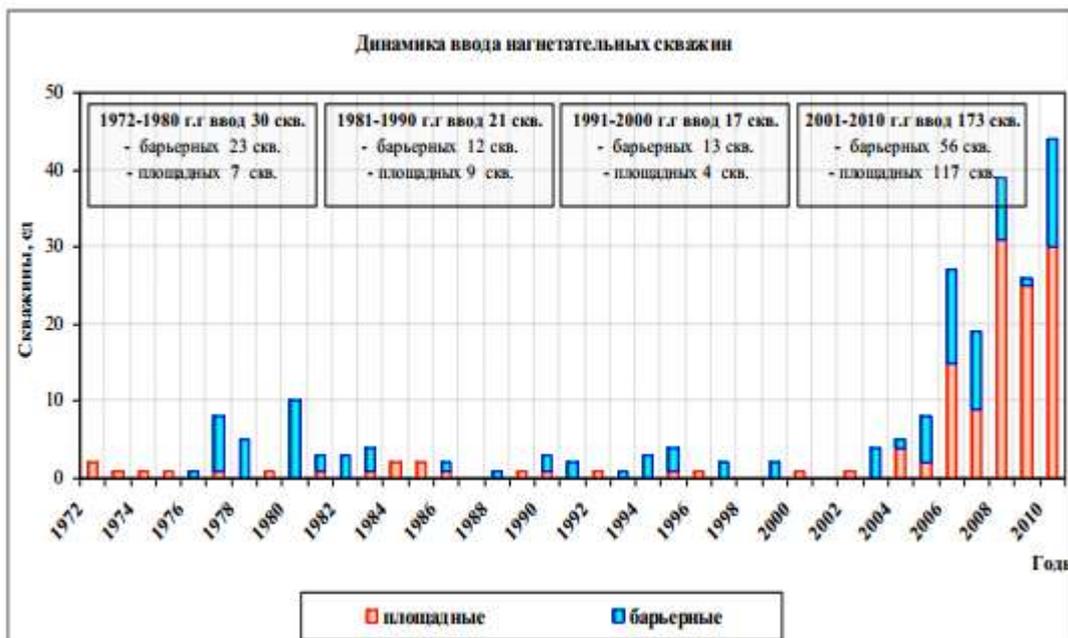


Рисунок 3 – Самотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Динамика ввода нагнетательных скважин пласта АВ₁¹⁻²

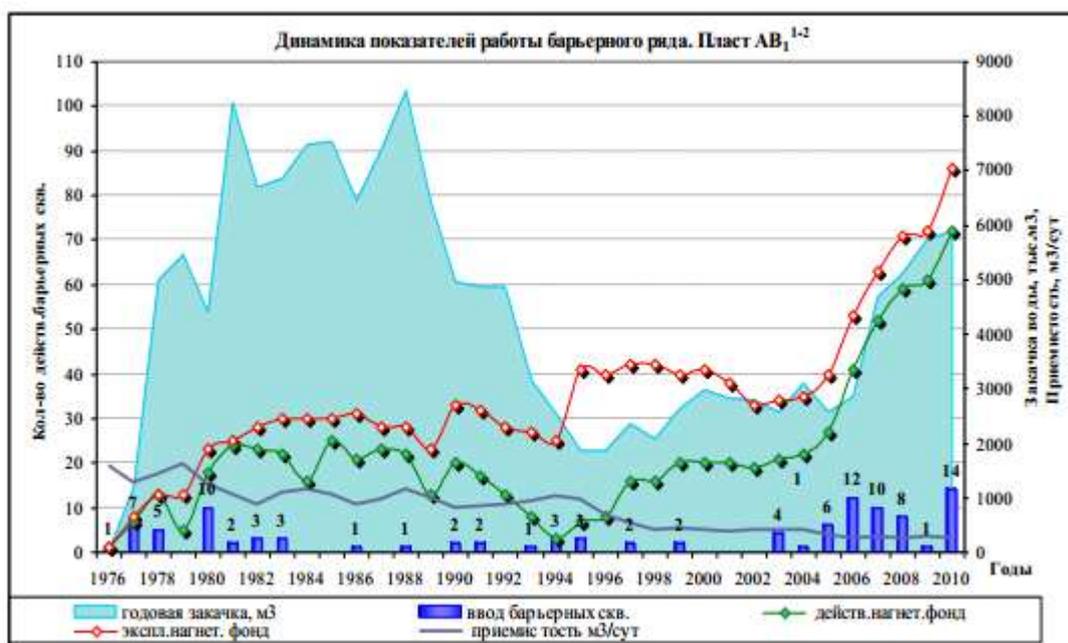


Рисунок 4 – Самотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Динамика показателей работы барьерного ряда пласта АВ₁¹⁻²

Формирование барьерного ряда на объекте АВ₁¹⁻² приурочено к началу освоения района авандельты. С целью предотвращения загазования фонда чистонефтяной зоны и ограничения объемов внедрения нефти в чисто газовую зону в 1975 году начато бурение барьерных скважин по периметру

внешнего ГНК. В период с 1975 по 1981 гг. пробурено 18 скважин внешнего барьера ряда, а также возвращено с нижележащих объектов три скважины. В непосредственной близости от внутреннего ГНК в период разработки 1980-1982 гг. сформирован внутренний барьерный ряд, пробурено шесть скважин и возвращено с других объектов три скважины.

В соответствии с «Авторским надзором» 1984 года фонд барьерных скважин газонефтяной зоны в районе авандельты планировался в количестве 18 скважин внешнего и 10 скважин внутреннего барьерных рядов (рисунок 5). Максимального значения в 19 скважин действующий фонд внешнего барьерного ряда достиг в 1981 году в период возросших отборов газа газовой шапки (в среднем в 3 раза). В последующие 8 лет действующий фонд внешнего барьера составлял 16-11 единиц. Внутренний барьер сформирован в 1982 году, и в период до 1989 года действовало от 5 до 9 скважин, в среднем с расстоянием между скважинами в 739 м.

Начиная с 3 квартала 1989 года происходит разрушение системы барьерных рядов в северной части авандельты, а к концу 1994 года в действующем фонде барьеров остается лишь две скважины. В большинстве случаев (80 %) причиной выхода скважин из действующего фонда являются технические причины, такие как негерметичность эксплуатационной колонны, аварийное состояние скважины и смятие колонны. С 1996 года происходит частичное восстановление барьерного ряда в северной части авандельты за счет бурения скважин дублеров, сопровождавшееся переходом к системе с одним барьером вдоль внутреннего ГНК. В последующие годы действующий фонд барьера составлял от 12 до 15 скважин (рисунок 6).

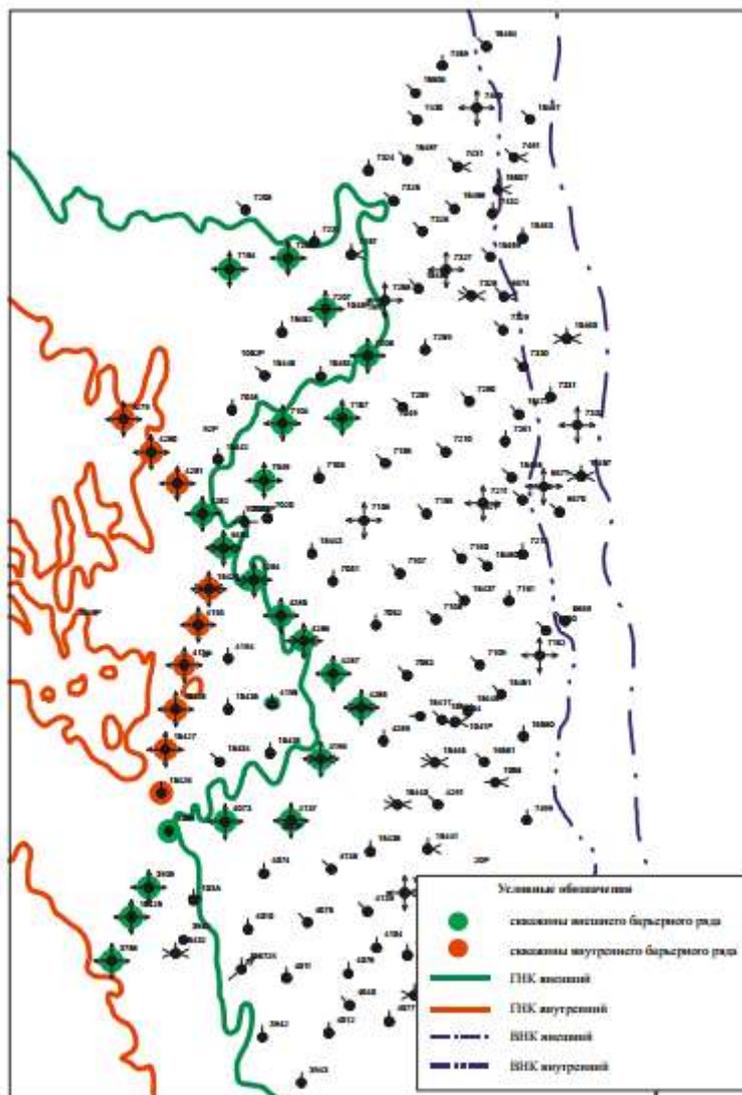


Рисунок 5 – Самоотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Схема барьерных рядов аванделъты «Авторский надзор 1984 г.»

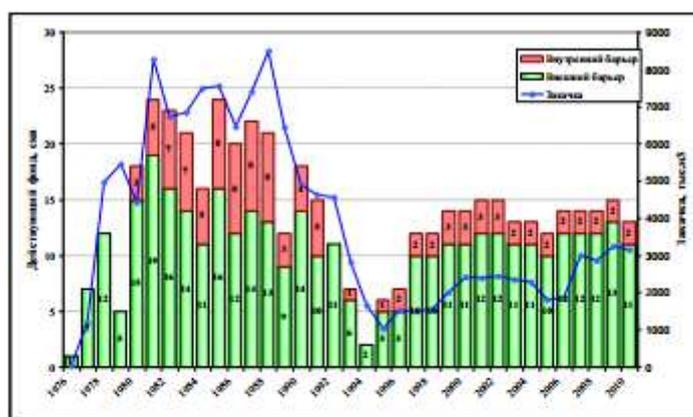


Рисунок 6 – Самотлорское месторождение. Объект АВ₁¹⁻². ГЗ и ГНЗ. Динамика действующего фонда барьерных скважин, закачки и приемистости

До 2003 года барьерное заводнение применялось лишь в районе авандельты, в зоне же «рябчиковых» пород газонефтяной зоны барьерные ряды так и не были сформированы. К концу 2003 года в юго-восточной части ГЗ и ГНЗ введено пять скважин под нагнетание вдоль внешнего ГНК. Кроме того, еще несколько нагнетательных скважин работало в газонефтяной зоне, выполняя функции очагового заводнения.

По мере активного ввода в разработку газонефтяной зоны пласта, возникла необходимость ограничения перетоков нефти, воды и газа через ГНК. В принятом в 2005 году «Уточненном проекте разработки Самотлорского месторождения», предусматривалось формирование барьерного ряда по периметру внутреннего газонефтяного контакта из 140 скважин, в том числе 44 скважины района авандельты, с межскважинным

расстоянием не более 1000 м. Помимо этого, в качестве резервного ряда (середина ГНЗ), предполагалось использовать нагнетательные скважины барьерного ряда нижележащего объекта АВ₁³, расположенные на расстоянии 1,0-1,5 км от внутреннего барьера АВ₁¹⁻².

За период с 2003 по 2008 гг. введено в эксплуатацию 29 барьерных нагнетательных скважин, еще в одной скважине (3390) произведен дострел не вскрытых ранее интервалов пласта АВ₁¹⁻². В результате на 01.01.2009 г. частично сформированы барьерные ряды на юго-востоке и севере газонефтяной зоны. В юго-западной части действовало 10 нагнетательных скважин в непосредственной близости от внутреннего ГНК, выполнявших функцию очагового заводнения. Общий действующий фонд барьеров на 01.01.2009 г. составил 57 скважин, в том числе 17 скважин авандельты. Накопленная закачка воды по скважинам авандельты составила 153 млн.м³ с начала разработки и 32 млн.м³ с 2003 года. В скважины «рябчика» закачано 8 млн.м³ воды. Реализация проектного барьерного ряда составила 40 %.

«Авторским надзором» 2009 года предложено формирование системы барьерного заводнения с двумя рядами:

– внешнего – за счет нагнетательных скважин реализуемой на объекте площадной системы разработки и скважин барьерного ряда АВ₁³, выполнивших проектное назначение;

– внутреннего – за счет скважин неработающего фонда нижележащих пластов (совместно с АВ₁³).

Внешний барьерный ряд предложено разместить в газовой зоне, в 1,0-1,5 км от внутреннего ГНК, в южной и юго-западной частях газовой шапки объекта АВ₁¹⁻², в основном за счет скважин внешнего барьера АВ₁³. В северной части барьерный ряд планируется разместить по периметру внутреннего ГНК (рисунок 7).

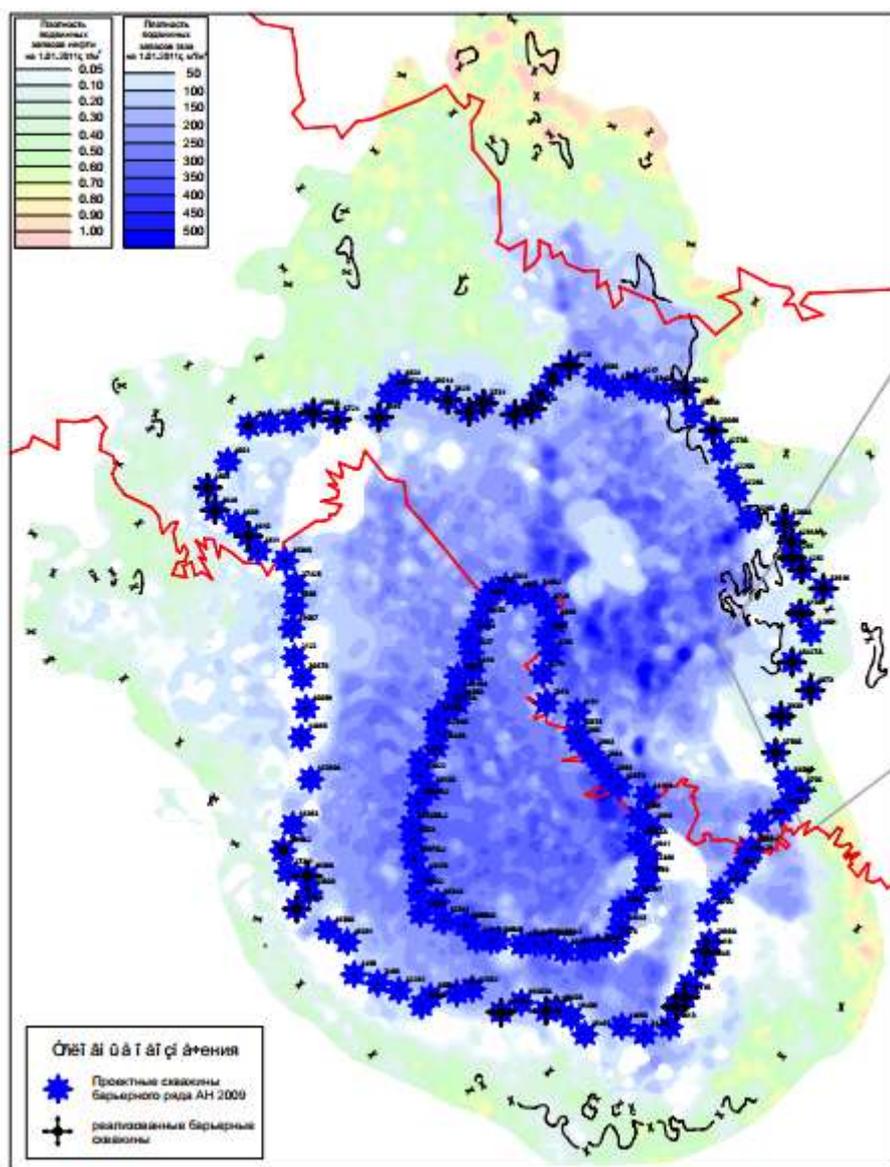


Рисунок 7 – Самотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Схема барьерного ряда согласно «Авторскому надзору», 2009 г.

Общий фонд предлагаемого внешнего барьерного ряда составляет 95 скважин, внутреннего – 61 скважина. По состоянию на 01.01.2011 г. действующий фонд внешнего барьера составляет 26 скважин, из которых 15 введены под закачку в 2009-2010 гг. В бездействии находится пять скважин. С целью формирования внешнего барьерного ряда предполагается провести 60 операций по возврату скважин на объект АВ₁¹⁻², в том числе 12 приобщений. Скважины внутреннего барьера предполагаются к возврату с нижележащих объектов и совместная эксплуатация с объектом АВ₁³.

В 2010 году под закачку введено 14 скважин в целях барьерного

заводнения. В целом реализация внешнего барьера составляет 27 %, внутренний барьер не реализован и период его формирования будет определен и предложен к реализации в результате выбора оптимального варианта разработки газовой и газонефтяной зоны пласта.

По состоянию на 01.01.2011 г. фактическая средняя плотность сетки скважин разбуренной газонефтяной зоны составляет 21 га/скв. Реализованное соотношение между действующими фондами добывающих и нагнетательных скважин (барьерные и площадные) равно 3,8:1.

До 1992 года соотношение действующих добывающих скважин к нагнетательным сохранялось примерно на уровне 2:1, в 1993 году разрушение барьерного ряда в районе авандельты привело соотношение действующих добывающих скважин к нагнетательным к значению 4,2:1 (накопленная компенсация в 1993 году составила 62 %).

На рисунке 8 представлены основные технологические показатели разработки газонефтяной зоны пласта. Эксплуатация начата в 1971 году, закачка воды в скважины барьерных рядов начата с 1976 года. В начальный период эксплуатации с 1971 по 1979 гг. продукция скважин была практически безводной, при этом накопленная компенсация не превышала 80 %. В последующем, начиная с 2002 года, начинается активное вовлечение в разработку газонефтяной зоны «рябчика», ведется разбуривание неосвоенных площадей, осуществляются переводы на пласт бездействующих скважин, выполнивших свое проектное назначение на нижележащих объектах. В связи с увеличивающейся производственной потребностью в газе, увеличиваются отборы газа газовой шапки, добыча нефти, попутного газа из газонефтяной части пласта. Годовые отборы жидкости и объемы закачки воды также увеличиваются. Начиная с этого момента, отмечается некоторое снижение текущей компенсации до 42 %. В 2010 году соотношение действующих добывающих скважин к нагнетательным составило 3,6:1 (текущая компенсация 43 %).

В результате активного ввода добывающих и нагнетательных скважин

в разработку в газонефтяной зоне пласта, получено значительное обводнение скважин, в среднем до 80 %. На динамику обводнения продукции также имели влияние заколонные перетоки, отмеченные в нагнетательных скважинах, перфорированных на другие пласты, а также поступление воды из нижележащих объектов в результате наличия гидродинамической связи между пластами. Динамика компенсации отборов закачкой и изменения пластового давления газовой и газонефтяной зоны пласта представлена на рисунке 9.

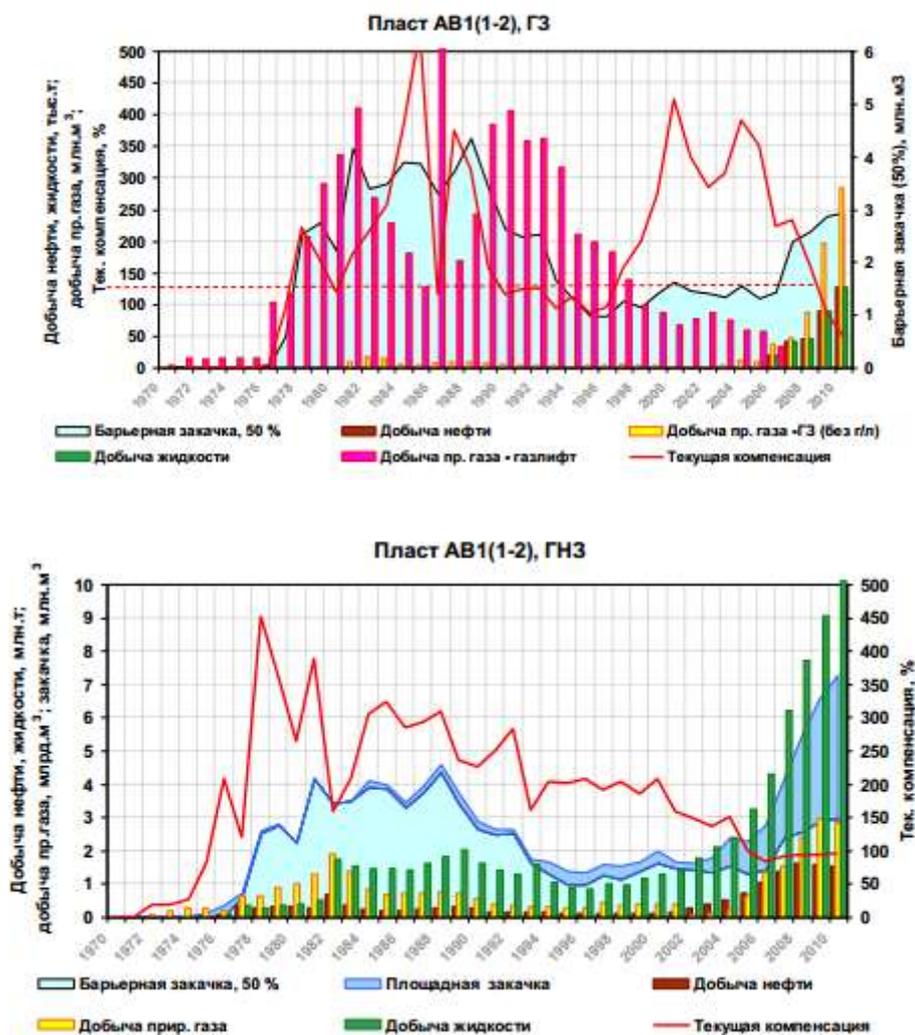


Рисунок 8 – Самотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Основные показатели разработки. Объект АВ₁¹⁻²

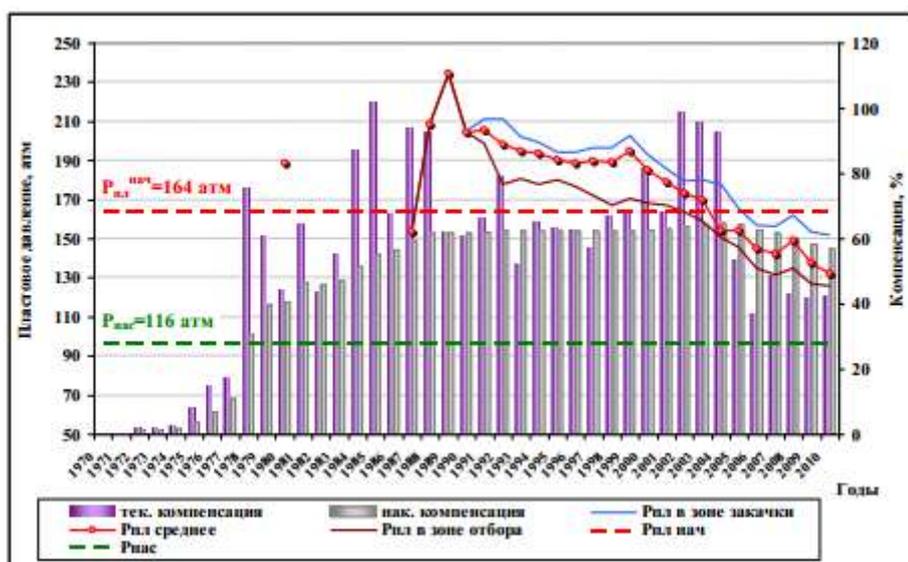


Рисунок 9 – Самотлорское месторождение. ГЗ и ГНЗ. Динамика компенсаций и текущего пластового давления

Среднее давление в зоне отбора – 12,6 МПа, среднее давление в зоне нагнетания – 15,2 МПа. В целом пластовое давление по зоне снижено до 13,2 МПа.

1.2 Зарубежный опыт

Положительным примером являются долгосрочные испытания горизонтальных скважин на месторождении «TROLL». В работе [20] приводится программа испытаний и оценка их результатов, а также их влияние на моделирование разработки месторождения, которое находится в шельфовой зоне Норвегии и включает нефтеносные пласты различной толщины, расположенные между вышележащим газоносным пластом и подошвенным водоносным горизонтом.

Коллектора «TROLL» залегают на глубине от 1300 до 1580 м ниже среднего уровня поверхности моря, в условиях гидростатического давления. В части залежи существует зона остаточной нефти, расположенная ниже водонефтяного контакта. Относительная фазовая проницаемость по воде составляет 25 %, насыщенность остаточной нефти довольно низка и колеблется от 0,05 до 0,4. Добыча нефти ограничена возможными прорывами газа, которые являются результатом быстрого уменьшения жидкостной фазы

и увеличением количества воды в нефтеводяном отношении.

Целью первого испытания было накопление опыта и получение информации о зонах со значительным уровнем неопределенности в очень рыхлых песчаниках месторождения, а также проверка рассчитанного увеличения продуктивности и снижение риска прорыва воды по сравнению с вертикальными скважинами. Кроме того, проводились наблюдения за моментом прорыва газа, развития водоносного горизонта, за изменением критической точки нефтеотдачи и возможным эффектом гистерезиса.

Целью второго испытания была проверка осуществимости увеличения горизонтального интервала с 500 до 800 м, предсказанного увеличения нефтеотдачи и задержки момента прорыва газа и уменьшения обводненности скважины.

Проведенные исследования показали, что 24 вертикальные скважины могут быть заменены 6 скважинами с горизонтальным участком 500 м.

Успехи в горизонтальном бурении сделали возможным проводку наклонных скважин с горизонтальными участками протяженностью 3000 – 4000 метров и более. В настоящее время месторождение Тролль разрабатывается более 100 горизонтальными и вертикальными скважинами, но значительных успехов в эксплуатации скважин с горизонтальным стволом более 500 метров удалось достичь благодаря оборудованию с возможностью интерактивного управления добычей. Такой тип заканчивания, благодаря возможности интерактивного управления добычей, получил название прогрессивное заканчивание (ПЗ) [44]. ПЗ включают в себя стационарные глубинные манометры, термометры и расходомеры, позволяющие осуществлять непрерывный сбор данных. Данные по давлению температуре и расходу позволяют отслеживать динамику поведения пласта и определять необходимые настройки скважинных клапанов регулирования расхода (СКРР).

Целью ПЗ является безопасная, надежная интеграция таких процессов, как изоляция горизонтов, регулирование расхода, механизированная добыча,

непрерывный мониторинг и предотвращение выноса песка в скважину. При обычном заканчивании мониторинг осуществляется только в определенные моменты времени. Гидродинамические исследования скважин, каротаж профиля притока и сейсмическая съемка дают представление о мгновенном состоянии пласта в определенный момент времени. Они не отражают поведение пласта во времени, и не дают возможность управлять процессами в реальном режиме времени. В скважинах сложной конфигурации, таких как многозабойные, измерение профиля притока затруднено. Сам спуск приборов к пласту для сбора данных может быть связан с риском и большими затратами времени и средств.

Сочетание технологии горизонтального бурения, позволяющей вскрывать тонкую нефтяную оторочку пласта с большой газовой шапкой, и СКРР делает эксплуатацию месторождения экономически более эффективной.

Главной проблемой, решение которой планировалось с помощью бурения горизонтальных скважин с платформы Троль С, заключалась в отборе нефти из нефтяной оторочки толщиной 2-18 м. без конусообразования и прорыва газа к забою. Использование ПЗ было запроектировано до бурения с платформы первой скважины. Для снижения риска прорыва к забою газа, горизонтальный ствол забуривался в нижнюю часть (0,5 м. до ВНК) нефтеносной зоны пласта и устанавливался СКРР, для осуществления газлифта. Законченная таким образом скважина давала нефть и воду, а через достаточно продолжительное время начала давать газ.

Скважины месторождения Троль, пробуренные в глубоких водах арктической зоны, многозабойные, суммарной протяженностью горизонтальных стволов до 11 км, азимут разворота в горизонтальной плоскости достигает 135° (рисунок 10).

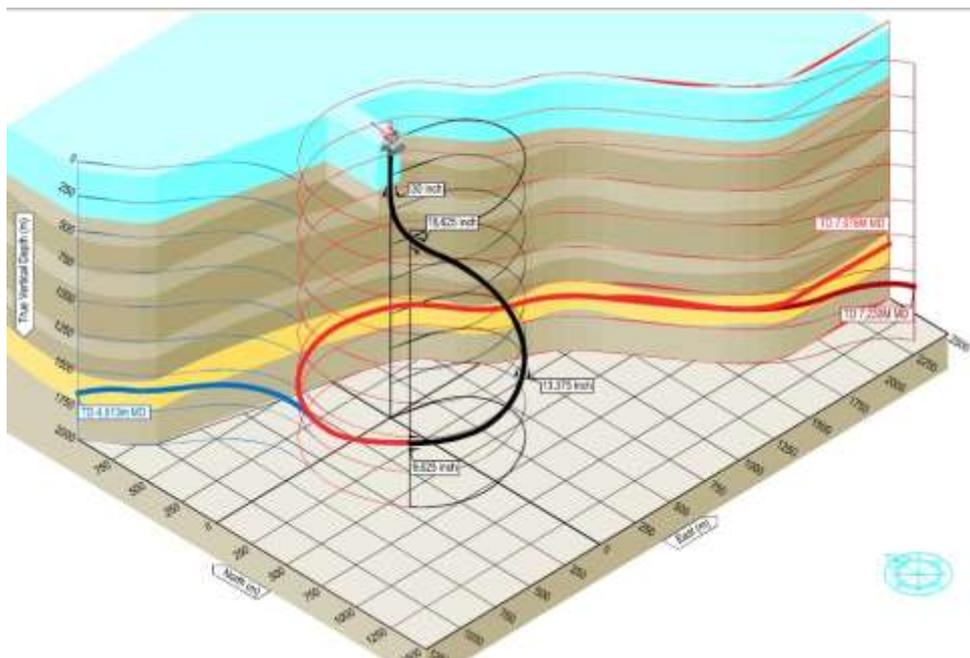


Рисунок 10 – Многозабойная горизонтальная скважина №XXX месторождения Тролль

Скважины такого типа вскрывают значительную часть нефтяной оторочки, изменение ФЕС которой, также значительно. Основной задачей эксплуатации является контроль депрессии, притока воды из различных участков скважины. Затраты на строительство скважин с таким типом заканчивания и использование дорогостоящего оборудования для эксплуатации очень велики, но существует важный экономический фактор - предельная величина затрат на извлечение продукции, поэтому в первую очередь учитываются не начальные затраты на заканчивание скважины, а влияние системы заканчивания на затраты, связанные с извлечением продукции в течение всего периода эксплуатации скважины. Согласно оценкам специалистов, многозабойные скважины большой протяженностью с использованием усовершенствованной технологии заканчивания позволят увеличить конечную нефтеотдачу месторождения Тролль на 9,5 млн. м³.

В настоящее время возрастает интерес к совершенствованию заканчивания скважин с горизонтальным стволом [4-6 и др.]. Эта проблема фундаментально разработана в монографии В.Н. Полякова, Р.К. Ишкаева, Р.Р. Лукманова [71], в которой рассмотрены современные научные

представления по вопросам теории, методологии и технологии заканчивания скважин в сложных геологических условиях. Эта работа является основой для развития теоретических и практических аспектов с целью создания эффективной технологии заканчивания скважин с горизонтальным стволом. В ней предлагается задачи заканчивания ГС решать на этапе начального планирования конструкции скважины. Прежде всего, необходимо рассмотреть ожидаемый тип посторонних флюидов в продукции скважины — вода или газ, поступающие в горизонтальный ствол за счет вертикальной или латеральной неоднородности, общее направление вытеснения и т. д. Затем следует выбрать исходную конструкцию с учетом положения горизонтального ствола относительно подошвы продуктивного пласта, ориентации и длины этого ствола. Несколько вариантов должны быть оценены посредством численного моделирования (и с учетом здравого смысла), чтобы выявить конструкцию, при которой влияние латеральной неоднородности на добычу минимально (если геологические характеристики пласта известны до начала бурения скважины).

В настоящее время в зарубежной практике горизонтального бурения в зависимости от типа скважины, свойств пласта и имеющегося оборудования используют следующие способы заканчивания скважин.

1. *Заканчивание горизонтальной скважины открытым стволом.*

Однако он имеет ряд существенных недостатков к числу которых относятся:

- а) возможность перетока флюидов между прослоями разной проницаемости в пределах продуктивного пласта сложного строения;
- б) опасность обрушения верхней стенки ствола;
- в) высокая стоимость селективных испытаний и обработок ствола скважины с целью проведения ремонтных работ (причем с малой вероятностью успеха).

2. *Заканчивание горизонтальной скважины путем спуска хвостовика с перфорированными заранее отверстиями.* В случае возможного пескопроявления продуктивного пласта этот способ не рекомендуется, так

как продукты разрушения прискважинной зоны закупоривают фильтрационные отверстия и горизонтальный ствол.

3. Спуск обсадной колонны или хвостовика с пакеровкой и цементированием затрубного пространства. Этот способ применяют, если пласт сложен неустойчивыми породами. При необходимости изоляции отдельных интервалов горизонтального ствола на обсадной колонне или хвостовике устанавливают ряд затрубных пакеров, расширяющихся при заполнении их скважинной жидкостью или цементным раствором. Таким способом эффективно изолируют интервалы интенсивных притоков нежелательных флюидов. Эта технология становится более гибкой, если предусматривается возможность перемещения затрубных пакеров для изменения расстояния между ними.

4. *Заканчивание горизонтальных скважин с установкой затрубных пакеров и размещением золотниковых втулок на отверстиях хвостовика.* Такая технология обеспечивает дополнительный контроль притоков флюидов в скважину и позволяет проводить селективные работы в любом интервале горизонтального ствола.

5. *Спуск хвостовиков с готовым гравийным фильтром.* Заканчивание скважин готовыми гравийными фильтрами применяют в слабощементированных песчаниках при разработке месторождений Северного моря в условиях активного водонефтяного контакта.

6. *Гравийная набивка открытых и обсаженных стволов.* Способ применяется при заканчивании горизонтальных скважин в нецементированных песчаниках при наличии водонефтяного контакта.

Рассмотрим основные способы заканчивания скважин с горизонтальным стволом (рисунок 11.). На рисунке 11а ствол в продуктивном пласте открыт или (рисунок 11б) перекрыт фильтровой колонной и продукция непрерывно поступает по всей поверхности ствола. На рисунке 11в продуктивный пласт обсажен и приток в скважину осуществляется через небольшое число отверстий в колонне (в этом случае

горизонтальный ствол не дренирует продуктивный пласт, а служит лишь проводящим каналом для флюидов, поступающих из отдельных трещин) [71].

Скважины с горизонтальным стволом в основном проектируются так, чтобы дренировать только один пласт и чтобы пластовые флюиды поступали в них под определенным давлением. В гидравлически сообщающихся пластах начальные изобарические поверхности находятся в горизонтальной плоскости. Поэтому нет никаких причин для ограничения притока в любую отдельную секцию дренирующего ствола. В подобных условиях выбирается способ заканчивания скважины с открытым горизонтальным стволом, что облегчает любые последующие операции внутри него (рисунок 12а). В большинстве устойчивых пластов дренирующий ствол может оставаться необсаженным.

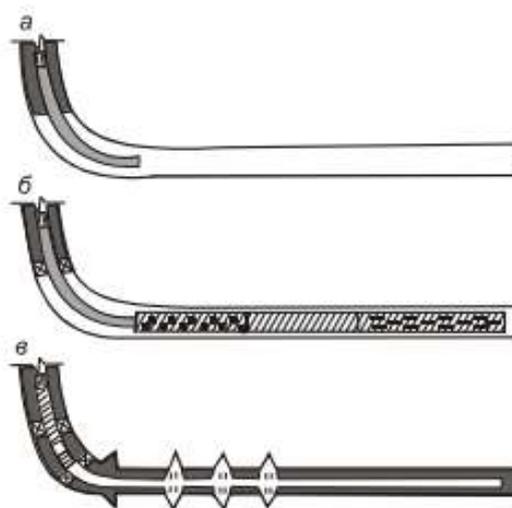


Рисунок 11 – Способы заканчивания скважин горизонтальным стволом.

С открытым дренирующим стволом в устойчивом однородном пласте;
б – с хвостовиком, имеющим заранее созданные щелевидные или перфорационные отверстия, в пласте, представленном неустойчивыми породами; в - с зацементированным хвостовиком, имеющим перфорационные отверстия, в неоднородном пласте.

В рыхлых породах дренирующий ствол оборудуется хвостовиком с заранее созданными щелевидными или перфорированными отверстиями

(рисунок 12б). Преимуществом такого способа заканчивания являются низкие затраты. Недостатки связаны с трудностью проведения геофизических исследований для определения эксплуатационных характеристик скважины и сложностью изоляции части дренирующего ствола в процессе работы скважины. Пластовые флюиды будут обходить зону сужения, создаваемого такими инструментами внутри хвостовика, перетекая через кольцевое пространство между стенкой скважины и хвостовиком. Для того чтобы изолировать отдельный участок, если только он не находится в конце дренирующего ствола, необходимо будет извлечь хвостовик из скважины и спустить новый с внутренними пакерами. Такая операция может оказаться чрезвычайно трудной и сопряженной с повышенным риском.

При заканчивании скважины с обсаженным горизонтальным стволом и несколькими отверстиями для притока пластовых флюидов (рисунок 12в) горизонтальный ствол служит каналом, соединяющим несколько точек притока. Эксплуатационные колонны цементируются с целью изоляции одной точки притока от другой, что обусловлено разными режимами течения или необходимостью обеспечения ограниченной сообщаемости с пластом для его гидроразрыва. Существует несколько способов гидроразрыва пласта в горизонтальном стволе с использованием разобщающих пакеров или извлекаемых пробок (рисунок 12).

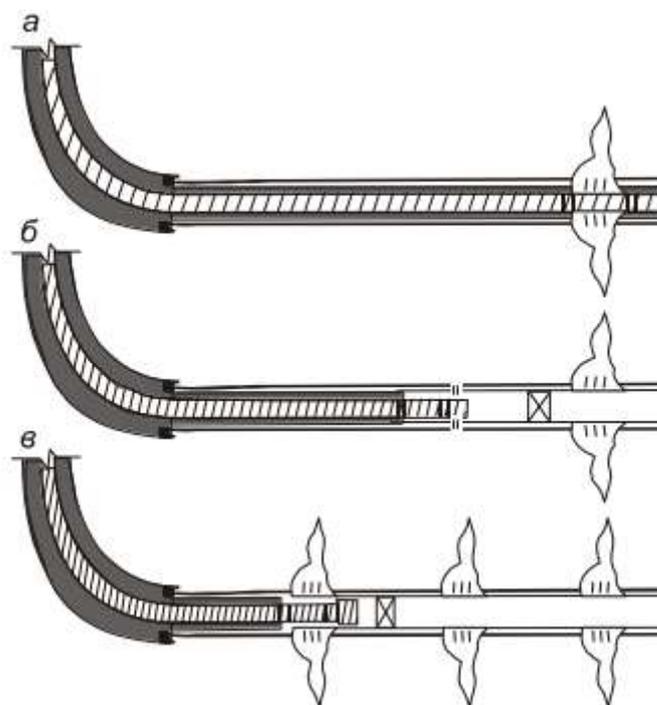


Рисунок 12 – Последовательность операций по гидроразрыву пласта в скважине с горизонтальным стволом: а – перфорация и гидроразрыв пласта в первом интервале горизонтального ствола; б – установка изолирующей мостовой пробки, перфорация и гидроразрыв пласта во втором интервале; в – повторение предыдущих операций для третьего интервала

Большинство инструментов и методов гидроразрыва пласта в вертикальном стволе пригодны и для осуществления такой операции в скважине с горизонтальным стволом. Тем не менее, существует одно принципиальное отличие. Если в вертикальной скважине направление распространения трещины не играет решающей роли, то при гидроразрыве пласта в скважине с горизонтальным стволом этот параметр является определяющим. Горизонтальный участок ствола скважины теоретически должен быть ортогонален предпочтительному направлению распространения трещины. И опять основу успеха составляет хорошая конструкция скважины. При проектировании таких способов заканчивания скважин важным инструментом представляется численное моделирование гидроразрыва пласта.

При вскрытии продуктивного пласта горизонтальными стволами, особенно при низкой проницаемости, как правило, проявляется ухудшение

проницаемости в призабойной зоне - скин-эффект. С целью стимулирования притоков нефти или газа в скважину применяют интенсифицирующие обработки призабойной зоны [3, 9, 21, 22, и др.]. Несмотря на то, что известны многочисленные примеры удачных крупномасштабных операций по гидроразрыву пласта (Overbey Jr. W.K., Yost II A.B., Wiikins D.A. — 1988 и др.), интенсифицирующие обработки скважин с горизонтальным стволом или большим зенитным углом оказываются успешными далеко не всегда по целому ряду причин, включая следующие [21, 29]:

- осложнения, связанные с потерей устойчивости ствола при необсаженном забое скважины – с открытым стволом или фильтрами-хвостовиками с внешними пакерами;
- неясность в отношении эффективного метода изоляции зон на отдельных этапах обработки и целесообразности одновременной закачки расклинивающего материала в несколько трещин, созданных в пласте.

Очевидно, что неудача некоторых операций по гидроразрыву пласта, обусловленная тем, что не уделяли должного внимания уникальному напряженному состоянию пород в призабойной зоне. В ряде случаев при проведении таких обработок делали ошибочные предположения о том, что инициирование и распространение трещины будут такими же, как и в призабойной зоне вертикальной скважины. Направление образующейся трещины может отличаться от окончательного направления ее распространения (преимущественно перпендикулярно к плоскости, в которой главное напряжение в пластовой породе минимально, если только не встретится локальное нарушение непрерывности). Следовательно, образующиеся трещины не обязательно будут плоскими; при инициировании их направление определяется динамическим взаимодействием между превалирующими условиями на стенке скважины и вязкостно-скоростными характеристиками жидкости, закачиваемой в процессе обработки, а направление распространения трещин перпендикулярно к составляющей тензора минимальных напряжений породы.

Давление инициирования трещины, место, где трещина начинается, и начальная ориентация ее зависят от преобладающего напряжения на стенке скважины. В трехмерном пространстве могут существовать определенные направления, в которых инициирование и распространение трещин протекает при максимальных давлениях. Таким образом, это может отразиться на давлении, необходимом для гидроразрыва пласта, а также на возможности распространения трещин только в пределах тонких продуктивных зон. Инициирование трещины из обсаженной и перфорированной скважины представляет гораздо более сложную проблему, чем та, с которой сталкиваются при проведении гидроразрыва в скважине, законченной с открытым стволом.

Другой очень важный аспект касается наклона существующего следа трещины относительно оси ствола скважины. Иногда проявляется ошибочная концепция, заключающаяся в том, что для проектирования траектории в направлении, параллельном минимальному горизонтальному напряжению, являющемуся составляющей тензора напряжений в пластовых породах, вполне достаточно определить этот тензор. Затем в результате осуществления последовательных операций по установке изолирующих пакеров и созданию давления должна инициироваться серия поперечных трещин. Такое обобщение крайне рискованно. Упрощенные решения, базирующиеся на теории упругости, допускают, что вне зависимости от ориентации и азимутального направления ствола скважины существует общая тенденция инициирования трещины вдоль стенки скважины при ее заканчивании с открытым стволом. В дальнейшем происходит переориентация этой трещины в направлении более благоприятном для ее распространения. Данное положение подтверждается промысловыми исследованиями. По мере распространения трещины дальше от ствола скважины она будет разворачиваться, чтобы занять положение, перпендикулярное к направлению действия минимального главного напряжения.

1.3 Выбор эффективных технологических решений разработки

Конструкции скважин, включая горизонтальные

Строительство скважин на Советском месторождении велось по индивидуальным и групповым проектам, составленным в разное время ТомскНИПИнефть.

Поисково-разведочное бурение на Советском месторождении проводилось в период 1962-1966 гг. Эксплуатационное бурение началось с 1966 года. По состоянию на 01.01.2014 г. на месторождении пробурено 1655 скважин, в пределах Тюменской области пробурено 664 скважин, в пределах Томской области пробурено 991 скважина. На месторождении построено 27 горизонтальных скважин в период с 1992 по 2001 годы.

На месторождении построено 249 кустов.

Проектная конструкция скважины предусматривает спуск трех обсадных колонн (рисунок 13.):

- направление диаметром 323,9 мм спускается в интервале 0-30 м;
- кондуктор диаметром 244,5 мм - 0-750 м;
- эксплуатационная колонна диаметром 146 мм - 0-2750 м (по стволу).

Направление цементируются тампонажным раствором нормальной плотности $1,80 \text{ г/см}^3$, приготовленном на основе цемента ПЦТІ - Г с подъемом раствора до устья.

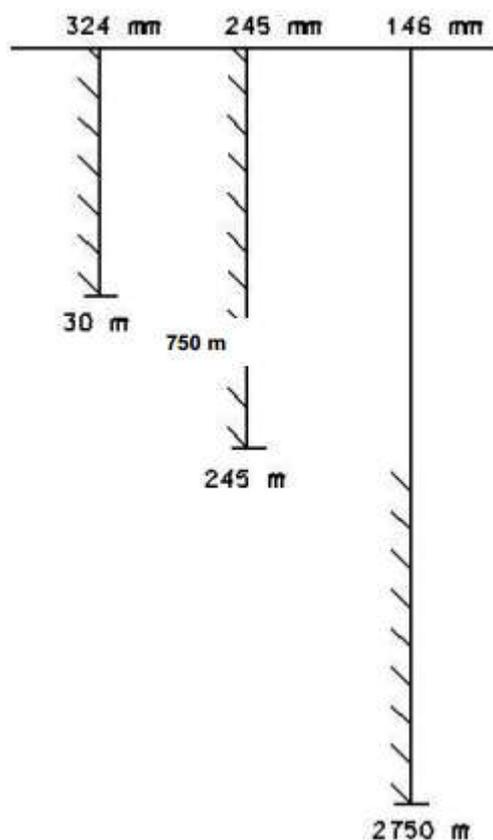


Рисунок 13 – Схема конструкции скважин на Советском месторождении

Кондуктор цементируется в интервале 750-550 м (по вертикали) тампонажным раствором нормальной плотности ($1,80\text{г/см}^3$), приготовленном на основе цемента ПЦТ1-О, а выше и до устья используется облегченный тампонажный раствор плотностью $1,50\text{ г/см}^3$.

Эксплуатационная колонна цементируется в интервале 2750-2320 малотампонажным раствором нормальной плотности ($1,90\text{ г/см}^3$), приготовленным из высококачественного цемента ПЦТ1-О. В интервале 2320-652 м для добывающей скважины и в интервале 2320-0 м для нагнетательной скважины используется облегченный тампонажный раствор плотностью $1,40\text{ г/см}^3$.

Конструкция горизонтальные скважины представлена на рисунке 14. и предусматривает спуск трех обсадных колонн:

- направление диаметром 324 мм спускается в интервале 0-50 м;

- кондуктор диаметром 245 мм – 0-746 м;
- эксплуатационная колонна диаметром 146 мм.

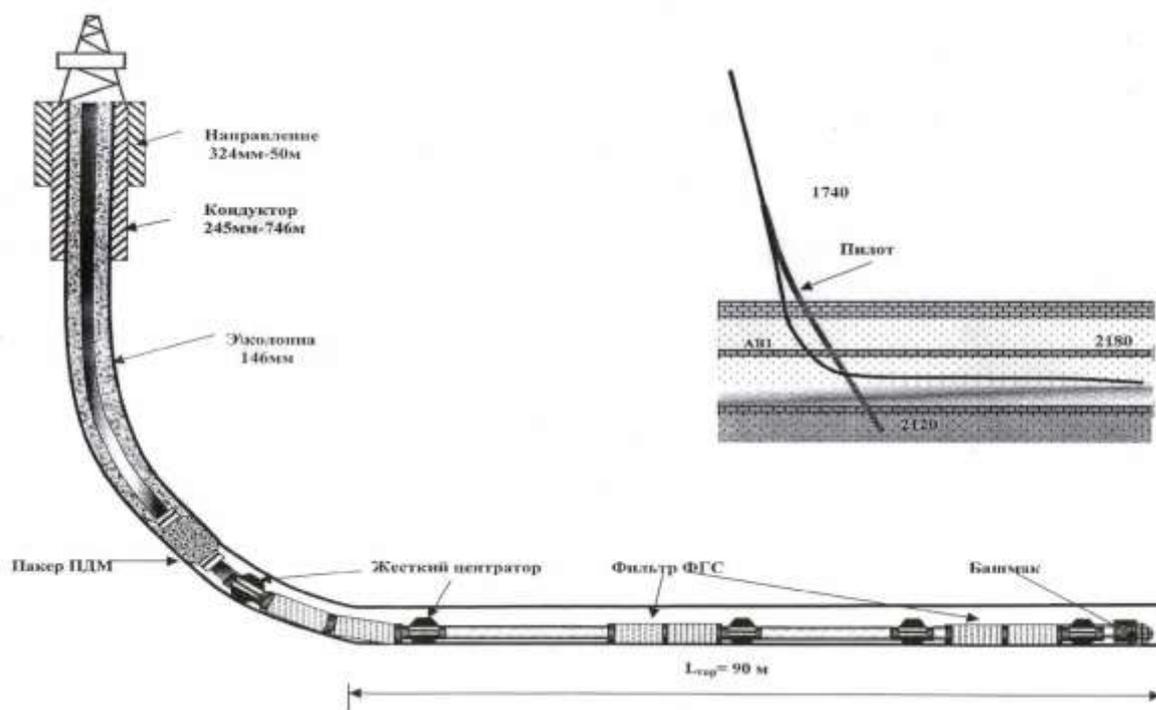


Рисунок 14 – Схема конструкции горизонтальных скважин на Советском месторождении

Оборудование устья скважин. Устье скважины оборудуется колонной головкой ОКК1-21-168x245, противовыбросовым оборудованием ОПЗ-230/80x350 и фонтанной арматурой АФТ-0x21 (для добывающей скважины) и АФТ-80x35 (для нагнетательной скважины).

Вторичное вскрытие проектами предусмотрено с применением куммулятивных перфораторов ПРК-42С, ПКС-80, ПКС-105. В качестве перфорационной жидкости предусматривалось использовать обезвоженную нефть, а также растворы хлористого калия и хлористого натрия. Максимальная плотность перфорационных отверстий – 20отв./1пог.м.

Вызов притока предусматривается осуществлять сменой глинистого раствора на воду с последующим понижением уровня жидкости в скважине с помощью компрессора.

Проектом рекомендовано несколько методов вызова притока:

- сменой глинистого раствора на воду, с последующей заменой на

нефть;

- освоение с применением пенных систем;
- освоение струйными аппаратами УОС-1, УОС-1М, УСДП-1.

В качестве жидкости глушения предусмотрено использовать инвертно-эмульсионный раствор или раствор КСЛ с добавкой ПАВ.

Строительство скважин осуществлялось силами Стрежевского УБР.

Выводы

Все эти технико-технологические и связанные с ними экономические соображения должны рассматриваться при планировании обработок скважин с большим зенитным углом и горизонтальным стволом. Программой обработки могут предусматриваться кислотное воздействие на скелет породы, гидроразрыв с расклиниванием трещины и кислотный гидроразрыв. В связи с тем, что протяженность горизонтального ствола в продуктивном пласте обычно весьма значительна, осуществление таких обработок может оказаться нерациональным из-за высоких затрат и большой продолжительности закачки.

Наряду с экономическими и временными соображениями, при закачке больших объемов кислоты следует учитывать еще один важный фактор – закачка должна производиться с особой осторожностью, так как существует опасность установления связи с газо- или водоносными зонами. Кислотная обработка может быть оптимизирована, а объемы закачки кислоты уменьшены только при обеспечении равномерного охвата всего вскрытого интервала продуктивного пласта, для чего в процессе нагнетания жидкости в скважину требуется постоянно регулировать профиль приемистости. Эти соображения должны быть учтены при составлении программы заканчивания скважины.

Таким образом, чрезвычайно важно понять взаимосвязь между характеристиками ствола скважины (угол и направление наклона), полем напряжения породы и геометрией трещины. При проводке новой скважины ее направление может быть выбрано таким, чтобы минимизировать

проблемы, связанные с неустойчивостью ствола, и пересечь большинство естественных трещин в продуктивном пласте. Если же скважина уже пробурена или существуют ограничения, связанные с эксплуатационными или географическими условиями (например, при бурении с морских платформ), заранее определяющими конфигурацию скважин, то интенсифицирующие обработки могут проектироваться с учетом конкретных ситуаций (например, создание нескольких параллельных трещин).

Глава 2. Область применения технологии строительства боковых стволов

2.1 Сущность и основные аспекты технологии БГС

Зарезка вторых стволов с горизонтальным окончанием

Бурение вторых горизонтальных стволов из обсаженных скважин может осуществляться с буровых установок типа мобильной IP1 или отечественной мобильной установки АРБ-100 Кунгурского производства.

Выбор скважин для второго ствола должен осуществляться при следующих условиях:

- наличие невыработанных запасов нефти в данной зоне;
- восстановление продуктивности скважины;
- нерентабельности КРС из-за сложности аварийной ситуации.

Работы по забуриванию и углублению дополнительных стволов малым диаметром (120.6 мм или 139.7 мм) ведутся из ранее пробуренных скважин.

Как показывает опыт бурения вторых стволов, наиболее успешно строятся вторые стволы из эксплуатационных колонн диаметром 168 мм, в которых можно вести работы по спуску хвостовика диаметром 114 мм, для которого имеется соответствующая технологическая оснастка отечественного производства (муфты, пакера, центраторы и т.д.). В эксплуатационной колонне диаметром 146 мм можно спускать хвостовик только диаметром 89 мм при наименьшей успешности провидения работ отечественным инструментом. Поэтому работы, следует вести только с использованием импортного оборудования и инструментов. Также следует отметить, что в хвостовике диаметром 89 мм и менее затруднительно проводить геофизические исследования.

Основные этапы строительства вторых стволов:

- установка цементного моста в интервале ниже вырезаемого окна эксплуатационной колонны;
- вырезание окна в эксплуатационной колонне;

- бурение второго ствола с набором проектных параметров траектории;
- диаметр второго ствола может быть и 146 мм, и 114 мм.

Выбор типа профиля бокового ствола для каждой конкретной скважины обуславливается особенностями геологического строения объекта и расстоянием предполагаемой точки входа в продуктивный пласт относительно второго ствола. Данная задача должна решаться отдельно для каждой скважины на этапе составления план программы профиля бокового ствола.

Контроль за зарезкой второго ствола рекомендуется осуществлять с помощью специалистов и аппаратуры соответствующих сервисных предприятий.

Перед началом работ в скважине проводятся детальные геофизические исследования с целью определения целостности эксплуатационной колонны, отсутствия заколонных перетоков, определения текущего забоя.

В скважину спускается стальной бурильный инструмент диаметром 73 мм для 146 мм колонны с открытым концом до забоя. Производится промывка скважины буровым раствором с выравниванием его параметров.

Устанавливается цементный мост в интервале ниже зарезки окна (в каждой конкретной скважине интервал установки цементного моста планируется индивидуально).

Перед закачкой цементного раствора, в спущенные бурильные трубы, подается 2 – 3 м³ воды, затем закачивается цементный раствор плотностью 1.83 г/см³, предварительно приготовленного из портландцемента марки ПЦТ-I-100, либо в зависимости от температурных условий ПЦТ-II-50 с использованием при необходимости замедлителей сроков схватывания. Объем продажной жидкости (буровой раствор плотностью 1.10.-1.12 г/см³) рассчитывается по внутреннему объему бурильных труб. Объемы жидкостей для установки моста, материалы и техника рассматриваются в рабочем проекте на восстановление скважины.

После закачки расчетного объема продавочной жидкости бурильные трубы приподнимаются над проектным уровнем цементного раствора, и производится срезка цементного раствора обратной промывкой.

Буровой инструмент, поднимается из скважины с постоянным доливом жидкости глушения и устье скважины герметизируется.

Выдерживается время ОЗЦ цементного моста не менее 24 часов с постоянным контролем уровня жидкости в скважине и при необходимости производится долив.

Для более точного контроля за весом на крюке производится монтаж индикатора веса ГИВ с ценой деления не более 1 тонны.

Зарезка «окна» в эксплуатационной колонне

По окончании срока ОЗЦ цементного моста в скважину спускается компоновка бурильного инструмента: долото диаметром 120.6 мм или 139.7 мм, (в зависимости от диаметра хвостовика), Д-105, стальные бурильные трубы диаметром 73 мм, проверенные шаблоном.

Скважина промывается в течение цикла и цементный мост подбуривается на водном растворе с учетом установки отклонителя по глубине зарезки 2-го ствола, по окончании бурильный инструмент поднимается и производится опрессовка обсадной колонны и цементного моста водой при давлении на устье 12.5 МПа.

Спуск и установка УИПСТОКА (отклонителя) производится на прошаблонированных стальных бурильных трубах диаметром 73 мм. По достижении «головы» цементного моста, скважина промывается в течение двух циклов.

Ориентация отклонителя осуществляется с помощью системы MWD «Sperry-Sum» или отечественной типа «КУРС-3». По окончании ориентировки отклонителя, производится сборка и спуск компоновки низа бурильной колонны (КНБК). Фрезер (алмазный) диаметр 139.7 мм, райбер нижний диаметром 139.7 мм, гибкая труба диаметром 73 мм длиной 2 м, утяжеленные бурильные трубы (УБТ) диаметром 120.6 мм длиной 25 м,

остальное – стальные бурильные трубы.

Зарезка «окна» в эксплуатационной колонне производится при режимах, определенных в техническом проекте. Осевая нагрузка 1 - 2 т, число оборотов ротора 30 - 60 об/мин, расход бурового раствора 12 - 16 л/с.

Нагрузка на фрезер осуществляется плавно, начиная «с навеса». При этом строго контролируется вращение инструмента ротором. Не допускается заклинивание КНБК и закручивание (набор пружины) бурильной колонны, не более 2 - 3 оборотов свободного вращения ротора.

Зарезка «окна» в эксплуатационной колонне заканчивается при выходе фрезера в пласты на 1 - 2 м ниже отклонителя. Поднять инструмент до выхода из вырезанного «окна», проработать до получения свободного прохождения КНБК.

Затем бурильный инструмент поднимается на поверхность и фрезер для прорезания «окна» заменяется на фрезер-ловитель магнитный типа ФМЗ производится спуск новой компоновки и осуществляется очистка забоя от металла с обратной промывкой скважины буровым раствором.

После окончания фрезерования производится опрессовка пласта. При наличии приемистости более 100 м³ в сутки производится установка моста под давлением.

Набор зенитного угла при углублении 2-го ствола скважины

Набор зенитного угла производится с использованием компоновок бурильного инструмента, определенных в техническом проекте. Бурение осуществляется забойным двигателем с углом перекоса. Наружный диаметр двигателя – 106 мм, длина – 2.9 м, расход промывочной жидкости – 12 л/с.

Основная проектная компоновка:

- долото диаметром 139.7 мм;
- забойный двигатель ДГ-106(108У);
- УБТ диаметром 120.6 мм – 12 м;
- навигационная телесистема;
- бурильные трубы ПН диаметром 73 мм.

Резервная компоновка может быть составлена из импортных элементов. Бурение под хвостовик ведется 3-х шарошечным долотом.

Долото 139.7 мм С-ГВ имеет фрезерованное вооружение. Предназначено для бурения в мягких и средних породах.

Рекомендуемые параметры бурения:

- осевая нагрузка – 5 - 7 т;
- скорость вращения – 80 - 160 об/мин;
- средняя ожидаемая проходка на долото – 100 м.

Стабилизация зенитного угла производится с использованием компоновок бурильного инструмента, определенных в техническом проекте.

Буровые растворы

Для бурения вторых стволов необходимо предусмотреть применение экологически малоопасных растворов с использованием полимерных реагентов. Подробные рецептуры и технологии очистки буровых растворов изложены выше.

Крепление хвостовика

Перед спуском хвостовика скважина шаблонируется компоновкой, использовавшейся при последнем долблении, и производится промывка в течение двух циклов. При этом параметры бурового раствора доводятся до проектных.

Конкретный интервал и длина хвостовика указывается в проекте на восстановление скважины.

В интервале эксплуатационного объекта располагается фильтр хвостовика (на 1 пог. м длинны обсадной трубы просверлить 16 отверстий диаметром 14 мм, располагаемых в шахматном порядке), если скважина заканчивается открытым забоем. Если хвостовик цементируется по всей длине, то необходима последующая перфорация.

Хвостовик комплектуется из отечественных труб с резьбовыми соединениями ОТТМ. Допускается использование импортных труб соответствующего диаметра.

Низ хвостовика оборудуется башмаком типа БК.

В муфтовое соединение верхней трубы фильтра устанавливается заглушка для предотвращения попадания цементного раствора в фильтровую часть.

Затем устанавливается пакер соответствующего типа.

В муфтовое соединение пакера устанавливается обратный клапан типа 02, а выше через трубу-второй такой же клапан. Вместо тарельчатых клапанов допускается установка одного клапана типа ЦКОД.

На верхней трубе устанавливается оставляемая в скважине часть разъединителя соответствующей конструкции в зависимости от диаметра хвостовика.

Хвостовик цементируется следующим образом. В фильтровой части в ниппельной и муфтовой части трубы устанавливаются жесткие фонари типа ЦЖ- 114/136 и далее через 50 м устанавливаются центраторы типа ЦЦ-2, при этом обязательна установка центратора непосредственно под левым переводником разъединителя.

При несовпадении типов резьбовых соединений труб хвостовика и элементов технологической оснастки используются соответствующие переводники.

В качестве герметизирующих материалов резьбовых соединений рекомендуется применение смазки типа Р-402 или по стандарту АНИ-5А2.

Спуск хвостовика осуществляется на бурильных трубах с использованием левого разъединителя типа ЛР-114.

Скорость спуска хвостовика в обсаженной части скважины – не более 0,5 м/с, в открытой части – не более 0.2 м/с.

Долив колонны производится через каждые 300 м.

Объем буферной жидкости (2 % водный раствор триполифосфата натрия) – 3 м³. Для цементирования используется цемент ПЦТ-I-100. допускается использование цемента ПЦТ-II-50. В последнем случае при необходимости используются замедлители сроков схватывания. Для

стабилизации цементного раствора рекомендуется использовать КМЦ в количестве до 0.5 % от массы цемента. Одновременно КМЦ является замедлителем сроков схватывания и снижает вероятность поглощения тампонажного раствора.

По окончании продавки (продавочная жидкость – буровой раствор) открывается отверстие специального переводника, и скважина промывается с целью удаления из кольцевого пространства цементного раствора.

По окончании ОЗЦ бурильный инструмент отсоединяется от хвостовика. Колонна испытывается на герметичность опрессовкой, приустьевая часть вместе с колонной опрессовывается инертным газом. При герметичности колонны цементный стакан и расположенные внутри хвостовика элементы оснастки разбуриваются, при этом инструмент доводится до башмака хвостовика.

2.2 Преимущества и недостатки исследуемой технологии БГС

Особенности технологии бурения горизонтального участка ствола скважины

Технологические рекомендации по бурению горизонтального ствола следующие.

В процессе бурения постоянно контролировать вынос шлама, плотность бурового раствора и расход бурового раствора на входе-выходе из скважины (или уровнем раствора в циркуляционных емкостях). При прекращении (или уменьшении) выноса шлама или его ненормированном увеличении необходимо прекратить углубление забоя, промыть скважину с одновременным расхаживанием бурильного инструмента, осмотреть выносимый шлам и определить причину, вызвавшую ненормированное изменение плотности бурового раствора.

Для лучшей очистки ствола скважины от выбуренного шлама предусматривается перед каждым наращиванием прорабатывать ствол скважины на длину ведущей трубы и расхаживать бурильную колонну с промывкой.

При спускоподъемных операциях не допускать посадок бурильного инструмента более 5 тс и затяжек более 10 тс. Места посадок (затяжек) необходимо прорабатывать при скорости, превышающей механическую скорость проходки данного инструмента в 2 - 3 раза.

Перед подъемом бурильной колонны после отработки долота необходимо промывать ствол с периодическим вращением бурильной колонны в течение 1.5 циклов циркуляции. Практика показывает, что увеличение продолжительности промывки скважины сверх расчетной, не дает результатов по дополнительной очистке ствола. Образовавшуюся в скважине шламовую «постель», которую не удастся ликвидировать путем промывки, удалять вращением бурильной колонны при работающем двигателе. Запрещается вращать бурильную колонну в том случае, если в компоновку включен двигатель-отклонитель с углом перекоса более 1.50.

С целью предупреждения заклинивания и прихвата бурильного инструмента запрещается изменять диаметры и длины элементов КНБК в сторону увеличения на последующем долблении.

Строго следить за плавным восстановлением циркуляции раствора в скважине, после спуска инструмента.

Не оставлять инструмент без движения более 5 минут.

При подъеме бурильной колонны (каждой свечи) скважину доливать раствором, контролируя объем доливаемого раствора и уровень раствора в скважине.

Перед вскрытием продуктивного пласта:

- под квадрат установить шаровой кран типа КШУ 25-178, опрессованный на давление 25.0 МПа (250 атм);
- промежуточную промывку скважины производить на глубине кровли;
- ограничить скорость спуска бурильного инструмента до 0.5 м/с;
- содержание смазочных добавок в буровом растворе должно

соответствовать максимальным значениям.

2.3 Критерии выбора объекта для применения технологии БГС

Одной из эффективных технологий повышения нефтеотдачи пластов является зарезка боковых горизонтальных стволов. Она позволяет добиться снижения темпов естественного падения добычи нефти на старых месторождениях и существенного увеличения коэффициента извлечения нефти. Отечественные и зарубежные установки по бурению боковых стволов успешно работают на месторождениях Западной Сибири.

Целесообразно бурить вторые стволы из обводнившихся, малодебитных, аварийных, бездействующих и ликвидированных скважин. Второй ствол вскрывает пласт вдали от дренированной скважиной части пласта, где нефтенасыщенность пласта выше. Направление забуривания и количество стволов, которые рекомендуются пробурить из обводнившихся скважин может быть рекомендовано после создания гидродинамических моделей и адаптации истории разработки.

Использование горизонтальных скважин для разработки нефтяных месторождений в настоящее время является одним из приоритетных направлений вовлечения в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов нефти.

Данным проектом предусматривается бурение боковых стволов с горизонтальным окончанием БГС из ранее пробуренных скважин. Накопленный опыт бурения ГС позволяет определить основные геологические критерии для их размещения гарантирующие получение ощутимого эффекта.

Геологические:

- Эффективная нефтенасыщенная толщина не менее 3 м;
- Возможность формирования горизонтального ствола в верхней части пласта на максимальном удалении от ВНК, особенно при наличии развитой трещиноватости пород.

Технологические:

- Расположение невыработанных и слабо дренируемых зон пласта;

Степенью выработанности запасов;

- Текущими пластовым и забойным давлениями; Дебитами скважин на перспективных участках залежи; Обводненностью продукции;
- Текущим состоянием разработки объекта в целом.
- Обязательное исследование рядом расположенных нагнетательных скважин на предмет выявления направлений фильтрационных потоков.

Особенно часто прорыв воды происходит на участке перехода скважины в горизонтальное положение, поскольку здесь создается максимальная депрессия на пласт. Поступающая вода заполняет ствол, блокируя приток нефти.

В настоящее время накоплен определенный опыт в строительстве ГС, но проблема их обводнения очень актуальна и требует решений. На данный момент соответствующие технологии отсутствуют. Приемы, используемые в вертикальных скважинах для ограничения водопритокков и интенсификации добычи нефти, применительно к ГС не работают и требуют пересмотра.

Большое внимание должно уделяться поинтервальной изоляции, возможно изолировать проблемные зоны, еще на стадии бурения.

Основные причины обводнения скважин сразу после ввода в эксплуатацию либо через несколько месяцев после начала эксплуатации – это не соблюдение коридора бурения либо невозможность оценки вероятности влияния закачки в связи с отсутствием исследований. Обводненность БГС во многом связана с проводкой горизонтального участка вблизи ВНК. Не редко скважины вскрывают уже промытые зоны. Это характерно для большинства давно эксплуатируемых залежей.

Конструкция скважин с горизонтальным окончанием ствола:

1. Направление диаметром 324 мм спускается на глубину до 70 м с целью перекрытия рыхлых отложений четвертичного периода.
2. Кондуктор диаметром 245 мм спускается на глубину 770 м с

перекрытием опок и опоковидных глин люлинворской свиты. Способ бурения – турбинный (одна секция турбобура ЗТСШ – 240, Т12РТ – 240).

3. Эксплуатационная колонна диаметром 146 мм либо 168 мм спускается в кровлю продуктивного пласта, горизонтальный участок обсаживается хвостовиком – фильтром диаметром 114 мм или 102 мм. Длина горизонтального участка составляет от 300 - 550 м, как показывает опыт, с увеличением длины горизонтального участка дебит скважины увеличивается, но значительно возрастает разница между расчетными дебитами и фактическими показателями.

Одним из основных факторов, влияющих на продуктивность и продолжительность эксплуатации скважин, является качество их крепления. Для месторождений Западной Сибири наиболее эффективный способ обеспечения надежной изоляции пластов в строго заданных интервалах затрубного пространства, предотвращения межпластовых перетоков, освоения и эксплуатации скважин является применение заколонных пакеров. Для этих целей используются пакеры отечественного производства типа ПГПМ1, которые включаются в компоновку эксплуатационных колонн. Наряду с традиционным одноступенчатым способом цементирования эксплуатационных колонн, использовать двухступенчатый способ цементирования с применением муфт МЦП-146 С2 и МЦП-168 С2. при креплении горизонтальных скважин использовать технологию манжетного цементирования с установкой ПДМ-146 (ПДМ-168) в зоне ГНК.

Выводы и рекомендации по разделу

Опыт работ по интенсификации притока из пластов, близких по своим горно-геологическим и термобарическим условиям к ачимовским отложениям Северо-Пуровского месторождения показывает, что наиболее приемлемая последовательность выполнения мероприятий по интенсификации притока до получения положительного эффекта включает использование химических, физических и физико-химических методов воздействия на пласт.

Химические методы воздействия дают хорошие результаты в слабопроницаемых карбонатных породах. Их успешно применяют также в плотных цементированных песчаниках, в состав которых входят карбонатные включения и карбонатные цементирующие вещества, поэтому для ачимовских отложений можно рекомендовать СКО, ЩКО и установку кислотных ванн.

К физико-химическим методам интенсификации притока можно отнести обработку ПЗП ПАВ, кислотный ГРП, термохимические методы обработки.

Глава 3. Рассмотрение физических механизмов и математических моделей при исследовании и описании процессов

3.1 Систематизация лабораторных исследований процесса

При бурении горизонтального ствола необходимо создавать максимальную нагрузку на долото. При достижении большой протяженности горизонтального участка часто нагрузка на долото не передается вообще и происходит зависание компоновки. В таком случае необходимо чаще расхаживать (через 3 - 5 мин бурения) инструмент на всю длину ведущей трубы. Технология бурения горизонтального ствола на данной скважине предусматривает проворачивание бурильного инструмента во время бурения забойным двигателем-отклонителем. Данная технология позволяет бурить участок стабилизации, не меняя компоновки, и способствует улучшению выноса шлама.

С целью разрушения возможного дюнообразования в стволе с зенитным углом больше $45 - 50^\circ$ промывку вести с расхаживанием и вращением инструмента ротором, либо со ступенчатой подачей бурового раствора, либо при одновременном их осуществлении.

При бурении в продуктивном пласте иногда механическая скорость бурения увеличивается (доходя до 20 – 40 м/час) из-за низкого дифференциального давления. Поэтому, при значительном увеличении скорости бурения, необходимо ее ограничивать и увеличивать время промывки перед наращиванием с вращением бурильной колонны с частотой 60 – 65 об/мин и расхаживанием на длину ведущей трубы.

В состав КНБК над забойным двигателем включают обратный клапан с целью предотвращения зашламования двигателя и телесистемы, а также для предотвращения подъема вала винтового двигателя и выхода из зацепления с валом шпинделя. Поэтому спускать бурильную колонну необходимо с доливом через каждые 400 - 500 м и промывками перед выходом КНБК из-под башмака колонны. В пределах продуктивного пласта необходимо

ограничивать скорость спуска бурильной колонны до 0.5 – 0.25 м/с с целью предотвращения гидроразрыва пласта.

При больших зенитных углах (50 – 90°) интенсивность набора угла уменьшается и может не соответствовать расчетной. В этом случае рекомендуется исключить калибратор из состава КНБК. Ствол, пробуренный без применения калибратора, требуется проработать компоновкой с калибратором. Проработку ствола нужно выполнить с особым вниманием, поскольку возникает опасность зарезки нового ствола, и создаются тормозящие нагрузки на забойный двигатель, в результате чего может произойти отворот долота и шпинделя.

Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Экономическое обоснование эффективности зарезки боковых стволов пласта на Советском месторождении

Введение

Для повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти на Советском месторождения применяются различные геолого-технические мероприятия такие как: ГРП, перфорационные работы, ремонтно-изоляционные работы, обработки химреагентами, а также зарезка боковых стволов. Но перспективным направлением является зарезка боковых стволов, так как данное ГТМ позволяет увеличить коэффициент охвата воздействием, как по площади, так и по разрезу.

Поэтому целью экономической части является расчет эффективности такого геолого-технического мероприятия, как зарезка боковых стволов. Для ее достижения необходимо рассчитать стоимость затраченных материалов и процессов на проведение бурения боковых стволов на скважинах Советского нефтяного месторождения (Томская область).

5.1 Основные технико-экономические показатели Советского месторождения.

Исходная информация предоставлена финансово-экономическим отделом АО «Томскнефть» ВНК».

Таблица 14 – Фактические и проектные технологические параметры разработки месторождения

Показатели	2013 год		2014 год		2015 год		2016 год		2017 год	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти всего, тыс.т	2297,8	2041,3	2432,3	1957,6	2520,9	1790,7	1828	1660,9	1904	1527
Накопл. добыча нефти,	81524	80909	83956	82867	86477	84657	88390	86317,	90373	87845
Добыча жидкости, тыс.т	8937,1	9973	9165,1	10233	9338,2	9892	11250	9798	11728	9676
Закачка воды, тыс.м ³	9703,0	13338	9728	13606	9946,5	13393	14164	13181,	14762	12969
Ввод новых добыв. скважин	18	30	27	14	30	6	27	14	10	6
в т. ч. из экспл. бурения	16	20	26	3	27	0	29	1	30	1
переводом с др. объектов	2	6	1	10	3	4	1	0	3	2
приобщение к др. пласту		4		1		2		0		1
Действ. фонд добыв. скважин	778	639	789	701	801	696	751	684	776	675
Действ. фонд нагн. скважин	176	166	191	175	210	172	207	173	232	170
Средний дебит нефти, т/сут	9,0	10,0	9,4	9,2	9,6	8,8	8,7	8,2	8,6	8
Средний дебит жидкости, т/сут	34,9	48,8	35,5	47,8	35,6	48,8	50,9	49,7	51,2	48,6
Средняя обводненность, %	74,3	79,5	73,5	80,9	73,0	81,9	83,1	83,1	83,1	84,2
Компенсация текущая, %	96,5	120,9	94,1	120,8	94,2	123,4	115,2	135,4	115,19	136,1
Компенсация накопленная, %	115,6	117,8	114,7	117,9	114,0	117,9	117,56	118,1	117,47	118,2

Таблица 15 - Основные технико-экономические показатели скважин

Показатели	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Текущие затраты на: обслуживание добывающих скважин, тыс. руб.	510977,9	506202,5	505915,1	501334,2	501076,3
обслуживание добывающих скважин, тыс. руб	357295,4	352938,1	352938,1	348580,9	348580,9
- капитальный ремонт добывающих скважин, тыс. руб.	23911,2	23619,6	23619,6	23328,0	23328,0
- обслуживание нагнетательных скважин, тыс. руб.	69113,1	69113,1	69113,1	69113,1	69113,1
- капитальный ремонт нагнетательных скважин, тыс. руб.	11664,0	11664,0	11664,0	11664,0	11664,0
- закачка воды, тыс. руб.	7363,9	7293,3	7173,8	7161,8	7055,8
- сбор и транспорт нефти, тыс. руб.	14826,1	14826,1	14746,4	14774,9	14720,8
- электроэнергия на извлечение нефти, тыс. руб.	11049,5	11034,6	10990,1	11011,3	10971,0
- технологическая подготовка нефти, тыс. руб.	15754,7	15733,5	15670,0	15700,2	15642,8
Страховые взносы во внебюджетные фонды	4023,4	4064,1	4062,2	4024,7	4019,8
- плата за землю и аренду, тыс. руб.	130,4	130,4	130,4	130,4	130,4
Амортизационные отчисления, тыс. руб.	79200	73000	64800	56700	46400
Себестоимость добычи 1 тонны нефти, руб/т	6367,9	6587,9	6816,8	7017,9	7287,8

5.2 Расчет экономической эффективности строительства ГС

Исходными данными для расчета экономической эффективности

строительства ГС на скважинах Советского месторождения были:

- увеличение дебита добывающих скважин с 20 т/сут. до 50 т/сут;
- время продолжительности технологического эффекта принято равным 3 года;
- цена реализации 1 тонны нефти принята равной 12000 руб;
- удельные условно-переменные затраты 65%;
- объем внедрения 3 скв.;
- налог на прибыль 20%;
- норма дисконта 15 %.
- ценовые показатели взяты за 2017 год. Цена нефти на внутреннем рынке принята на уровне 12000 руб/т с учетом НДС, на внешнем рынке 65.99 долл/барр.
- Курс доллара 61,14 рублей за 1 доллар США.

Поскольку в 2018 году планируется проведение 3скважино-операций по строительству ГС в добывающих скважинах, то исходные данные для расчета будут выглядеть следующим образом (таблица 16).

Таблица 16 – Исходные данные

Исходные данные	Ед. изм.	Знач. показат.	
Цена 1 т. нефти	руб	12000	
Себестоимость добычи	руб/т	6367,9	
Фонд скважин	скв	3	
Стоимость проведения ГТМ	тыс.руб	95000	
Переменные затраты	%	65	
Ставка дисконта	%	15	
Ставка налога на прибыль	%	20	
Расходы на энергию и топливо по извлечению нефти	руб./т	12,376	224,900
Расходы на материалы по извлечению нефти	руб./т	88,153	
Расходы по искусственному воздействию на пласт	руб./1000м3 закач.воды	124,371	
Расходы на оплату труда			
численность (в добыче нефти, добыче попутного нефтяного газа, подготовке и перекачки нефти)	чел./скв.	1,2	4
среднемесячная заработная плата	руб./мес./чел.	82 457,36	3,95795328
Расходы по транспортировке нефти на внешний рынок	руб./т	700,00	

Расходы по сбору и транспортировке нефти	руб./т	28,5	
Расходы по технологической подготовке нефти	руб./т	30,3	
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	руб./т	547,22	

В таблице 17 приведены расчеты чистой текущей стоимости проекта с нормой дисконта, равной 15%.

Таблица 17 – Расчеты чистой текущей стоимости проекта с нормой дисконта, равной 15%

Показатель	Ед.изм.	Го		
		2015	2016	2017
Фонд скважин	шт	3		
Доп. добыча	т.тн/скв.	14	8	2
Выручка от реализации	тыс.руб.	504000,0	288000,0	72000,0
Текущие затраты, в т.ч:	тыс.руб.	481560,0	112320,0	28080,0
Затраты на проведение ГТМ	тыс.руб.	285000,0	0,0	0,0
Затраты на доп.добычу	тыс.руб.	196560,0	112320,0	28080,0
Налог на прибыль	тыс.руб.	4488,0	35136,0	8784,0
ПДН	тыс.руб.	17952,0	140544,0	35136,0
НПДН	тыс.руб.	17952,0	158496,0	193632,0
Коэффициент дисконтирования	д.ед	1,00	0,89	0,79
Дисконтированный ПДН	тыс.руб.	17952,0	125084,2	27757,4
Чистая текущая стоимость ЧТС	тыс.руб.	17952,0	143036,2	170793,6
НДПИ	тыс.руб.	9973,5	11585,4	12317,5

Выручка от реализации продукции:

$$1) B = \Pi * Q * \Phi = 12000 * 14 * 3 = 504000 \text{ тыс. руб.}$$

Текущие затраты:

$$2) Z_T = Z_D + Z_M = 196560 + 285000 = 481560 \text{ тыс. руб.}$$

где, Z_D – текущие затраты на дополнительную добычу в t-м году, млн. руб.,

Z_M - текущие затраты на инновацию в t-м году, млн. руб.

3) $Z_D = \square Q_t U_{\text{пер}} n_{\text{мт}} C_D = 14 * 0,65 * 3 * 7200 = 196560 \text{ тыс.руб.}$ где $\square Q_t$ - дополнительное извлечение нефти в t-м году, т (м^3),

$U_{\text{пер}}$ - удельные условно- переменные затраты, руб/т (руб/тыс. м^3).

$n_{\text{мт}}$ – объем внедрения.

C_D - себестоимость добычи.

$$4) Z_M = Z_{MnMt} = 95000 * 3 = 285000 \text{ тыс. руб.}$$

где Z_M – текущие затраты на проведение одного мероприятия, руб., n_{Mt} – объем внедрения.

Налог на прибыль:

$$5) N_{Pr} = (B - Z_T) * n = (504000 - 481560) * 0,2 = 4488 \text{ тыс. руб.}$$

где n - ставка налога на прибыль, она составляет 20% Прибыль от реализации продукции

$$6) ПДН = B - Z_T - N_{Pr} = 504000 - 481560 - 4488 = 17952 \text{ тыс. руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности

$$7) НПДН = \sum ПДН_i = 17952 \text{ тыс. руб. Коэффициент дисконтирования:}$$

$$8) K_t = (1 + E_H)^{tp-t} = (1 + 0,12)^0 = 1 \text{ д. ед.}$$

Дисконтированный поток денежной наличности рассчитывается по формуле:

$$9) ДПДН = ПДН * K_t = 17952 * 1 = 17952 \text{ тыс. руб.}$$

Чистая текущая стоимость:

$$10) ЧТС = \sum ДПДН_i = 17952 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет налога на добычу полезных ископаемых:

$$11) НДПИ = K_{Ц} * 766 - Д_{M}, \text{ где}$$

$$Д_{M} = (K_{ндпи} * K_{Ц} * (1 - K_{в} * K_{з} * K_{д} * K_{дв} * K_{кан}))$$

$K_{кан}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойств нефти;

$K_{Ц}$ – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть;

$K_{в}$ – коэффициент выработанности конкретного участка недр (доли);

$K_{з}$ - коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр;

$K_{д}$ - коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти;

$K_{дв}$ - коэффициент, характеризующий степень выработанности

конкретной залежи углеводородного сырья;

$$Дм = (857 * 110,9 * (1 - 1,7114 * 18931,25 * 0,4 * 1 * 1)) = -12316,67910 \text{ тыс. руб}$$

$$\text{Тогда НДПИ} = 110,9 * 766 - (-12316,67910) = 12317,52862 \text{ тыс. руб.}$$

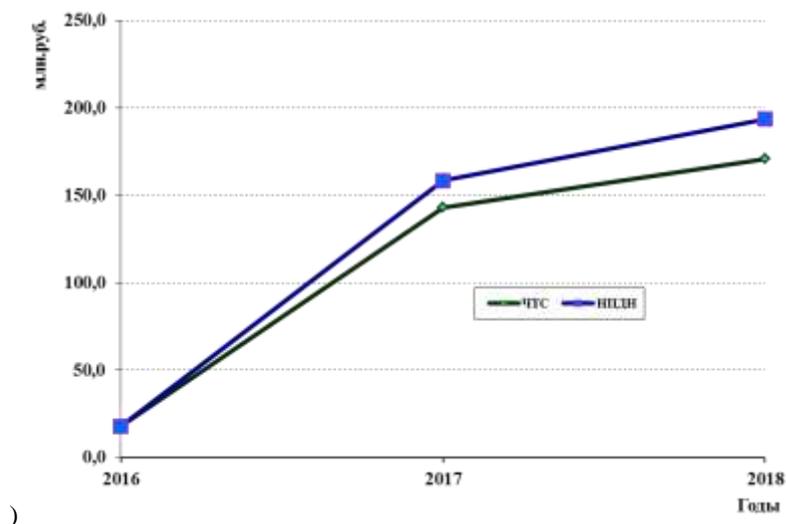


Рисунок 26 – Профиль накопленной денежной наличности и чистой текущей стоимости

Из графика видно, что проект окупается в первые месяцы после внедрения. Анализ чувствительности проекта к риску

Поскольку расчеты проводятся на перспективу, а в качестве исходных данных применяются фактические показатели, которые в будущем могут меняться как в большую, так и меньшую сторону, что может являться определенным риском в достижении экономических результатов, необходимо провести **анализ чувствительности проекта к риску**.

Для этого были выбраны следующие интервалы наиболее вероятного изменения каждого фактора, которые оказывают влияние на итоговые показатели (НПДН, ЧТС):

- прирост добычи □ - 30%; +10% □;
- цена на нефть □ - 20%; +20% □;
- текущие затраты □ - 10%; +10% □;
- налоги □ - 20%; +20% □.

Для каждого фактора определена зависимость: ЧТС (Q), ЧТС (Ц); ЧТС

(И); ЧТС (Н). Полученные зависимости чистой текущей стоимости от факторов ниже изображаются графически. Значения ЧТС на каждой прямой, соответствующие крайним точкам диапазона, соединяются между собой, образуя фигуру, напоминающую паутину (рисунок 27.).

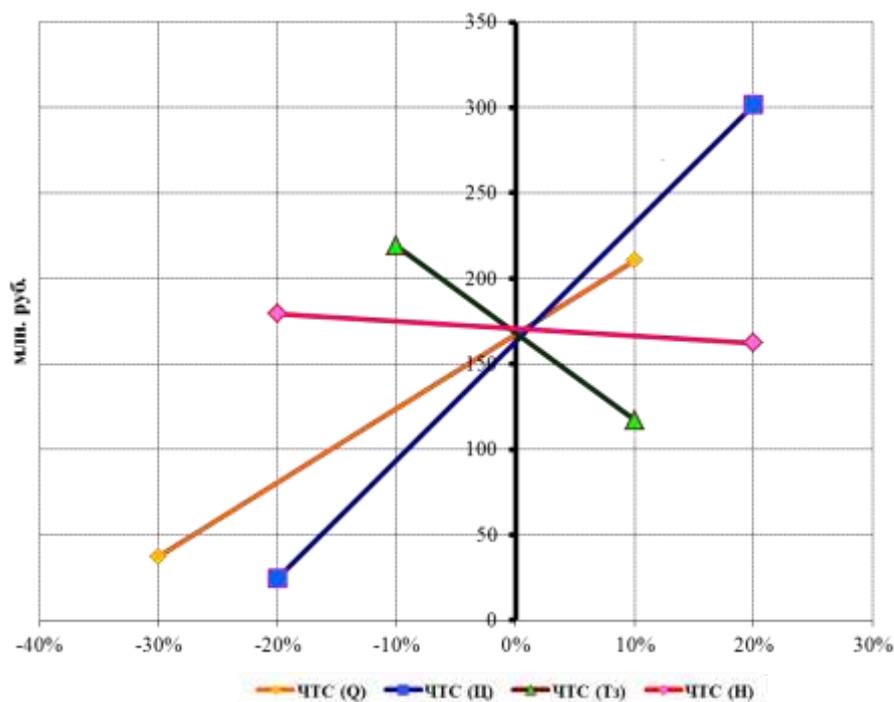


Рисунок 27– Анализ чувствительности проекта к риску

Выводы

Анализируя диаграмму, можно сделать вывод о том, что данный проект при возможной вариации факторов будет не имеет риска, поскольку значения ЧТС полностью расположены в положительной области графика.

Проведя оценку экономической эффективности применения технологии ГС на Советском месторождении, можно сделать вывод о том, что данная технология повышения нефтеотдачи пластов эффективна. Полученная при этом чистая текущая стоимость проекта в 170793,6 тыс. р. свидетельствует о получении дополнительного дохода после внедрения инновации.

Анализ чувствительности проекта к риску показал, что применение ГС не является рискованным проектом, т.к. диаграмма расположена в положительной части и ЧТС не имеет отрицательных значений при

изменении значений от –30% до +20% таких факторов, как: прирост добычи нефти, цены на нефть, текущих затрат и налоговых отчислений.

Проект рекомендуется к внедрению, т.к. ЧТС = 170793,6 тыс.руб, и проект не имеет риска.

Глава 6. Социальная ответственность

Введение

Основная причина наметившегося отставания годовых отборов нефти по Советскому месторождению и в частности по основному объекту АВ₁₋₂ обусловлено невыполнением проектных объемов буровых работ, а также недостаточно высоким уровнем использования добывающего фонда скважин. Для повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти применяются различные методы интенсификации добычи и получение нефтеотдачи. Основными мероприятиями по интенсификации притока добывающих скважин являются: гидравлический разрыв пласта (ГРП), перфорационные методы (дострел, перестрел), вибрационное воздействие, изоляционные методы, а также обработки химреагентами (соляно- и глинокислотные обработки, воздействие ПАВ и др.), бурение боковых горизонтальных стволов.

Одним из наиболее перспективных направлений интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи разных по геологическому строению пластов является бурение боковых стволов. Данное мероприятие позволяет увеличить коэффициент охвата воздействием, как по площади, так и по разрезу.

Объектом исследования является метод зарезки боковых стволов на Советском месторождении.

Целью данной работы является совершенствование разработки объекта АВ на четвертой стадии разработки посредством обоснования строительства боковых горизонтальных стволов, как метода увеличения нефтеотдачи.

Задачи, которые необходимо рассмотреть для решения поставленной задачи:

Анализ результатов разработки месторождения на поздней стадии с применением БГС.

Расчет технологических показателей дебита скважины с БГС.

Обоснование технологической эффективности внедрения в систему разработки БГС.

Проанализировать текущее состояние разработки месторождения и структуру фонда скважин.

Социальная ответственность подразумевает под собой добровольное стремление компании к качественному улучшению жизни своих работников, заказчиков, и заинтересованные сферы общества. Иными словами, социальная ответственность показывает осознание компанией своего места в обществе и уровень взаимоотношений между лицом и обществом.

Целью данной главы является разработка правил для безопасного обеспечения работ, исследуемых в магистерской работе.

6.1. Производственная безопасность

6.1.1. Анализ вредных производственных факторов

В таблице 18 представлена основные вредные и опасные производственные факторы, характерные для работ на буровых установках.

Таблица 18 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Наименование видов работ	Факторы ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Проведение бурения БГС, закачка бурового раствора.	Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	Статическое электричество	ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.038-82, ПБ НГП
Опрессовка нагнетательной линий МБУ, закачка промывочной жидкости	Повышенный уровень шума на рабочем месте	Повышенное давление	ГОСТ 12.1.007-76; Стандарт АО «Томскнефть» ВНК Порядок и организация проведения работ повышенной опасности п.3.1.5
Работа на МБУ в теплое время года	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;	-	ГОСТ 12.1.007-76

Работа на МБУ в холодное время года	Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе	-	СанПиН 2.2.4.548-96
-------------------------------------	---	---	---------------------

6.1.1.1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Климат района континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким летом. Температура воздуха колеблется от минус 60°С зимой до плюс 36°С летом. По количеству выпадающих осадков (390-591 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения. Высота снежного покрова достигает 1,2 м.

Таблица 19 - Оптимальные и допустимые нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
холодный	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
теплый	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2

Исходя из вышесказанного, данные климатические условия сказываются на работоспособности персонала. Поэтому для снижения вредного влияния природных факторов работающие обеспечиваются спецодеждой в соответствии с ГОСТ 12.1.005-76 “Воздух рабочей зоны”.

6.1.1.2. Недостаточная освещенность

Освещенность-важнейший параметр на рабочем месте работника, обеспечивающий комфортные условия, повышенную эффективность и безопасность труда, снижает утомление и травматизм, сохраняет высокую работоспособность. Недостаток света снижает работоспособность человека, ухудшает его ориентировку в пространстве, снижает различимость предметов, способствуя аварийности и травматизму. Эффективные меры для

повышения контраста объектов различения с фоном: поддержание оборудования в чистоте, правильное цветовое решение элементов оборудования. Блеклость ведет к быстрому утомлению. Снизить блеклость можно правильным выбором высоты подвеса высоты светильников, использованием защитного угла светильника, применением рассеивающих свет стекол. Для улучшения яркости в поле зрения, работающих в производственных помещениях немаловажное значение, имеет отражающая способность пола, стен, потолков и оборудования, которое достигается их соответствующей окраской.

6.1.1.3. Повышенный уровень шума на рабочем месте.

Большое значение имеет проблема производственного шума. На физическое состояние человека шум влияет следующим образом: провоцируются сердечно-сосудистые заболевания и язва желудка, нарушается обмен веществ, ослабляется внимание и человек быстро утомляется.

Уровень шума на рабочем месте не должен превышать 80 ДБА согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [1]. Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБА должны быть обозначены знаками безопасности

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- снижение шума на пути распространения звука;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- соблюдение режима труда и отдыха

6.1.1.4 Метеорологические условия

В ходе проведения работ по воздействию на нефтяной пласт подразумевается нахождение рабочего на улице, с целью необходимого контроля за оборудованием и непосредственно за самим процессом.

Воздействие климатических условий в зимний период времени может привести к получению обморожений различных степеней, что скажется на потере трудоспособности работника. [8]

Именно поэтому необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям.

- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща.

- при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции.

- в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

6.1.1.5. Вредные вещества

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ являются: стационарные дизельные двигатели, электростанции и ДВС технологических машин.

Выделяют технологические, технические и объемно–планировочные средства нормализации воздуха рабочей зоны и индивидуальные средства защиты от вредных примесей.

Технологические методы нормализации воздуха рабочей зоны должны исключать или резко ограничивать процессы и операции, сопровождающиеся выбросом в рабочую зону вредных газов, паров, аэрозолей.

Технические методы предполагают механизацию вредных и трудоемких процессов.

Таблица 21– Нормы предельно допустимых концентраций вредных веществ.

Вредное вещество	ПДК, разовая, мг/м ³	ПДК, среднесуточная, мг/м ³
Диоксид серы	0,5	0,05
Диоксид азота	0,085	0,085
Оксид углерода	3,0	1,1
Сероводород	0,08	0,008
Бензин	5,0	1,5
Бензол	1,5	0,8
Толуол	0,6	0,6
Ксилол	0,2	0,2
Сажа	0,15	0,05

6.1.2. Анализ опасных производственных факторов

6.1.2.1. Электробезопасность. Поражение электрическим током

Опасность поражения электрическим током возникает при контакте с голыми токоведущими частями, которые находятся под напряжением или при контакте с металлическими частями, которые могут оказаться под напряжением, например, при нарушении изоляции. Кроме того, поражение электрическим током возможно при работе с установками без защитного заземления и при неиспользовании защитных средств при обслуживании электроустановок.

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ ССБТ <<Электробезопасность>>. Общими требованиями являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства.

6.1.2.2 Пожарная безопасность

Пожаробезопасность включает в себя риски от возгорания изоляции тоководов. Во избежание этого следует постоянно следить за состоянием токоведущей сети цеха. Около потенциально опасных участков цеха должны находиться углекислотные или порошковые огнетушители, а персонал обязуется знать правила пожарной безопасности.

При тушения пожара применяют следующие средства: охлаждение очага возгорания ниже допустимой температуры; разбавление воздуха невозгорающими газами до концентрации кислорода, при котором горение прекращается; механический уничтожение пламени струей газа или жидкости; снижение скорости воздействия химической реакции, протекающей в пламени; образование условий огнепреграждения, от которых пламя пойдет через узкие проходы. Для осуществления тушения загорания водой в системе автоматического пожаротушения используются устройства спринклеры и дренкеры. Их недостаток — распыление происходит на площади до 15 м².

Организационные и организационно-технические процедуры по гарантированию пожарной безопасности должны включать осуществление контроля и надзора за соблюдением норм технологического режима, правил и норм техники безопасности, промышленной санитарии и пожарной безопасности[12].

6.1.2.3. Механические опасности

Механические опасности – опасности, способные причинить травму в результате контакта объекта или его частей с человеком. Такой контакт возможен при выполнении технологических операций или случайном нахождении человека в опасной зоне. Размеры опасной зоны могут быть постоянными и переменными.

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на

поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.

6.1.2.4. Аппараты под давлением

Высокий уровень давления в технологическом оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, а также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением.

6.2. Экологическая безопасность

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу от планируемых объектов разработки Советского месторождения являются:

- транспортабельная котельная с котлами
- котельная ППУ
- дизельный подъемный агрегат А-60/80
- дизельная электростанция - ДЭ104 СЗ
- дизельная электростанция АСДА-100
- дизельная установка Кардвелл
- планируемые кустовые площадки
- дизельный цементировочный агрегат ЦА-320
- дизельный агрегат СМН-20

Таблица 22 - Перечень предельно-допустимых концентраций и ориентировочно-безопасных уровней воздействия загрязняющих веществ от существующих источников в атмосферном воздухе

Выбрасываемые загрязняющие вещества	Класс Опасности	ПДК с.с., мг/м ³	ОБУВ мг/м ³
Углеводороды(по метану)	4	-	50.0
Оксид азота	3	0.06	-
Оксид углерода	4	3.0	-
Диоксид серы	3	0.05	-
Сажа	3	0.05	-
Марганец и соединения	2	0.001	

Соединения кремния	4	0.02	
Пыль металлическая	3	0.15	
Пыль абразивная	4		0.04
Азота диоксид	2	0.04	
Бенз(а)пирен	1	1.00E-06	
СН пред. С1-С5	4		50
СН пред. С6-С10	4		30
Бензол	2	0.1	
Толуол	3	0.6	
Ксилол	3	0.2	
Фтористый водород	2	0.005	
Железа оксид	3	0.04	
Мазутная зола	2	0.002	

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки месторождения достигается:

- полной герметизацией технологического оборудования;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- откачкой нефти при аварийной ситуации в дренажные емкости;
- испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа.

6.2.2. Защита гидросферы

Негативное воздействие на водную среду при разработке месторождения осуществляется при строительстве кустовых площадок эксплуатационных скважин и коридора инженерных сетей к ним, при использовании подземного водозабора (пресных вод для нужд строительства эксплуатационных скважин и минерализованных вод в системе ППД), сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод и нефти.

Главные пути попадания загрязняющих веществ в поверхностные и подземные воды следующие:

1. Разливы попутных вод, извлекаемых из продуктивных пластов на поверхность с нефтью и сеноманских вод с высоким содержанием минеральных солей.

2. Поступление загрязняющих веществ в результате аварийных утечек из водоводов, нефтепроводов.

3. Поступление загрязняющих веществ с площади водосбора.

С целью минимизации воздействия и предохранения подземных и поверхностных вод от загрязнения предусмотрено:

– концентрированное размещение скважин в кустах и линейных сооружений в коридорах коммуникаций, что позволяет сократить площадные размеры техногенного вторжения и сосредоточить проведение комплекса природоохранных мероприятий и регламентных работ на участках, доступных для эффективного контроля;

– восстановление обваловки на кустовых площадках;

– организованный отвод поверхностных дождевых, талых вод с территории технологических площадок с целью защиты подземных вод от загрязнения путем фильтрации и возможных утечек загрязнителей;

– отделение пластовых вод, добываемых вместе с нефтью, на ЦППН Пионерного и подача их в систему ППД;

– использование химических ингибиторов для предотвращения коррозии трубопроводов. [17]

6.2.3. Защита литосферы

В процессе бурения скважин наиболее существенные отрицательные воздействия на почву выражаются в следующем:

- захламление земли несанкционированным отвалом бытовых и производственных отходов;

- загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами при авариях на кустовых площадках, прорыв обваловки шламовых амбаров, авариях трубопровода.

В качестве мероприятий для предупреждения захламления земель несанкционированными свалками предусмотрен вывоз твердых бытовых отходов на полигон ТБО ВГНМ ООО "Стрежевская Сервис-Экология",

металлолом хранится на площадке вблизи КОС, загрязненные нефтью почвогрунты вывозятся в шламонакопитель месторождения.

Негативное воздействие объектов планируемой разработки месторождения на растительность оказывается:

- вырубкой леса на изымаемых под строительство землях;
- повреждением растительного покрова при корчевке и захоронении пней;
- сведением растительности при отсыпке минеральным грунтом кустовых площадок и насыпи автодорог;
- возможными аварийными разливами нефти и минерализованных вод.

С целью минимизации отрицательных воздействий объектов планируемого бурения скважин на месторождении предусматривается:

- концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на кустовых площадках;
- устройство гидроизоляции глинистым грунтом обваловки и оснований кустовых площадок, емкостей с горюче-смазочными материалами;
- размещение химреагентов и сыпучих материалов в закрытой таре;
- проведение планово-предупредительного ремонта эксплуатируемого оборудования для предупреждения возможных аварийных разливов токсичных загрязнителей на рельеф.

6.3 Защита в чрезвычайных ситуациях

Наиболее типичная чрезвычайная ситуация - газонефтеводопроявления, в результате чего происходит выброс нефтепродуктов, промывочных жидкостей, буровых растворов.

Основные мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений сводятся к следующим:

- установка противовыбросового оборудования (ПВО);
- проверка работоспособности ПВО раз в сутки;
- установка автоматической газокаротажной станции (АГКС);

- установка в КНБК клапана – отсекающего, а под ведущей трубой шарового крана;
- учебные тревоги раз в месяц;
- наличие запаса бурового раствора, равного объему скважины;
- контроль за циркуляцией раствора (расход на устье, уровень в приемных емкостях);
- при снижении плотности раствора необходимо довести ее до указанной в ГТН;
- выравнивание параметров раствора перед подъемом инструмента;
- снижение скорости спуско-подъемных операций;

Ликвидация ГНВП проводится ступенчатой задавкой.

На практике в зависимости от конкретных условий используются два варианта этого метода:

- непрерывная задавка скважины;
- двухстадийная задавка.

При непрерывной задавке после герметизации устья сразу же в скважину закачивается раствор с постепенным увеличением его плотности до требуемой.

При двухстадийной задавке после герметизации устья начинается промывка скважины имеющимся раствором до выравнивания его параметров. Далее промывка прекращается, устье герметизируется, раствор утяжеляется, а затем закачивается в скважину.

Одновременно производится задавка утяжеленного бурового раствора с допустимым противодействием на устье до тех пор, пока давление на забое скважины не станет равным пластовому.

6.4 Законодательное регулирование проектных решений

Непосредственное управление и контроль за режимом работы оборудования должен выполнять, как правило, диспетчер (сменный инженер). Управление должно осуществляться с единого диспетчерского пункта, оснащенного необходимыми средствами связи, телесигнализации,

телеуправления, электронно-вычислительной и информационной техники и оперативной технической документации.[7]

В оперативном подчинении диспетчера (сменного инженера) должен находиться персонал, осуществляющий непосредственное управление режимом работы оборудования, в том числе включение и отключение оборудования, шлейфов, нагнетательных и добывающих скважин и переключение запорной арматуры.

Диспетчер (сменный инженер) обязан:

- предотвращать работу оборудования с параметрами, превышающими допустимые;
- анализировать состояние оборудования;
- принимать необходимые меры по соблюдению установленного режима работы (закачка трассера и т.д.);
- немедленно сообщать главному диспетчеру об изменениях режима работы.
- регулярно в установленное время обеспечивать передачу информации о технологическом режиме в ПДС имеющимися средствами.

Сменный персонал должен работать по графикам, утвержденным руководством.

Ведение диспетчерского режима во всех предприятиях осуществляется по московскому поясному времени в 24-часовом исчислении. Прием-передача смены сменным персоналом должны оформляться в диспетчерском журнале.

Прием-передача смены во время переключений, пуска и остановки оборудования, аварийных ситуаций, как правило, запрещается. Прибывшая смена должна принять участие в ликвидации аварии по усмотрению руководства .

Режим труда и отдыха персонала объектов устанавливается правилами внутреннего распорядка, разработанных в соответствии с Трудовым кодексом РФ и нормативными правовыми актами, утверждаемыми

руководителем ЭО (Филиала ЭО), по согласованию с профсоюзным органом.

Режим труда и отдыха, включающий регламентированные перерывы, устанавливаются с учетом конкретных условий труда, специфики производства и местных условий объекта.

Режим труда и отдыха вахтового персонала объектов КС устанавливается положением о его работе, утверждаемым руководителем ЭО (Филиала ЭО), по согласованию с профсоюзным органом.

Работа с вредными веществами в условиях превышения гигиенических нормативов возможна при использовании СИЗ и/или при сокращении времени контакта с вредными веществами.

Для отдыха оперативного персонала в период регламентированных перерывов предусматриваются специальные помещения, оборудованные удобной мебелью и отвечающие санитарно-гигиеническим требованиям.

Заключение

В магистерской диссертации обобщены результаты проводимых на объекте геолого-технологических мероприятий, включая ГРП, бурение горизонтальных скважин, физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, многочисленных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин и пластов;

Обосновывается геолого-промысловая модель выработки запасов нефти, изучены и описаны сами механизмы нефтеизвлечения на основе ПГИС;

Выявлены отклонения, допущенные на этапах реализации проектных решений;

Проведен детальный анализ действующего и неработающего фонда скважин на предмет: рентабельности дальнейшей эксплуатации, соответствия проектному местоположению, конфигурации и реализации проектных параметров системы разработки. Выявлено, что большая часть неработающих скважин выведена из эксплуатации по причине низкой продуктивности и высокой обводненности. Среднегодовая обводненность 84,2%, КИН – 0,3.

Согласно проведенным исследованиям видна необходимость проведения широкомасштабных работ по восстановлению эксплуатационного фонда скважин, адаптации системы заводнения к структуре текущих запасов нефти, вовлечение в разработку запасов периферийных зон залежей нефти основного объекта АВ₁+АВ₂.

Данная работа нацелена на обоснование перспектив доизвлечения остаточных запасов Советского месторождения, где основным по добыче и остаточным запасам остается объект АВ₁+АВ₂.

Проведя оценку экономической эффективности ГС на Советском месторождении можно сделать вывод, что данная технология повышения нефтеотдачи пластов эффективна. Полученная чистая текущая стоимость проекта в 170793,6 тыс. р. свидетельствует о получении дохода после внедрения ГТМ. Анализ чувствительности риски не выявил..

Список публикаций студента

1. Мигачёва Д. С. Реологические характеристики буровых растворов / Д. С. Мигачёва, Д. В. Педаш ; науч. рук. С. Н. Харламов // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — [С. 731-732].

2. Педаш Д.В. Конверсия попутных нефтяных газов C3-C4 в арены на цеолитных катализаторах / Маслиенко М.М., Педаш Д.В., Хасанов В.В; науч.рук. Ерофеев В.И. // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева студентов и молодых ученых, Томск, 2-7 апреля 2018 г.

Список используемых источников

1. Технологическая схема разработки Соснинско-Советского нефтяного месторождения Томской области. Гипротюменнефтегаз, Мусин М.Х и др., Тюмень, 1968 г.;
2. Уточненная технологическая схема разработки Советского нефтяного месторождения. Гипротюменнефтегаз, Ефремов Е.П и др., Тюмень, 1971 г.;
3. Уточненные показатели разработки Советского месторождения на период 1976-1980 гг. СибНИИ НП, Багаутдинов А.К и др., Тюмень, 1976 г.;
4. Уточненный проект разработки Советского месторождения. СибНИИ НП, Багаутдинов А.К и др., Тюмень, 1978 г.;
5. Технологическая схема закачки газоводянных смесей на Советском месторождении. СибНИИ НП, Багаутдинов А.К и др., Тюмень, 1973 г.;
6. Анализ разработки Советского месторождения с уточнением технологических показателей до 2000 г. СибНИИ НП, Багаутдинов А.К и др., Тюмень, 1982 г.;
7. Проект разработки Советского нефтяного месторождения. ОАО «ТомскНИПИ нефть ВНК», Багаутдинов А.К, Белянин Г.Н и др., Томск, 1990 г.;
8. Анализ разработки и прогноз технологических показателей по месторождениям ОАО «Томскнефть» на период действия лицензионных соглашений. Багаутдинов А.К, Ильин Н.Н и др., Томск, 1999 г.;
9. Анализ разработки северо-восточной части Советского месторождения объекта АВ₁. ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, НК «ЮКОС», Багаутдинов А.К и др., Томск, 2001 г.;
10. Отчет по подсчету запасов нефти и растворенного газа по Советскому месторождению (Томская область), Новосибирское

территориальное геологическое управление. Минько В.А, Плуман И.И, Гольдина А.А и др., Новосибирск, 1970 г.;

11. нефти и растворенного газа Советского месторождения. Телишев А.Г, Барышев А.Д, Волощук Г.М, ТКО СибНИИНП, Томск, 1982 г.;

12. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. Утверждены совм. Приказом (№445/323) Минтопэнерго и МПР РФ от 29.12.99г. – М., 1999г.;

13. Гуторов Ю.А. и др. Некоторые результаты исследования горизонтальных скважин методами промысловой геофизики с целью выделения интервалов и состава притока пластового флюида в процессе испытания. НТЖ Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М., № 4, 1996г.;

14. Ипатов А.И., Лопатин А.Ю. Возможности ГИС при контроле за эксплуатацией горизонтальных скважин. НТЖ Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М., № 9, 1999г.;

15. Рапин В.А., Лежанкин С.И. Состав обязательного комплекса и порядок проведения промыслово-геофизических исследований горизонтальных скважин. АО НПЦ «Тверьгеофизика», АО НПФ «Геофизика». - Тверь, 1995г.;

16. Экономическое обоснование и результаты расчета предельно-допустимых показателей эксплуатации нефтяных скважин месторождений Западной Сибири. СибНИИНП, Тюмень, 1980 г.;

17. Каневская, Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта [Текст] / Р. Д. Каневская. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 212 с. – Библиогр.: с.188-204. – 1000 экз. – ISBN 5-8365-0009-6.

18. Константинов, С. В. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пластов за рубежом [Текст] / С. В. Константинов, В. И. Гусев // Обзорная информация. Сер. «Нефтепромышленное дело». - М.:

ВНИИОЭНГ, 1985. – 61 с.

19. Clark, J. B. Hydraulic process for increasing productivity of wells [Текст] / J. B. Clark // Trans. AIME. – 1949. – Vol. 186. – P. 1-8.

20. Hubbert, M. K. Mechanics of hydraulic fracturing [Text] / M. K. Hubbert, D. G. Willis // Trans. AIME. – 1957. – V. 210. – P. 153-168.

21. Баренблатт, Г. И. О некоторых задачах теории упругости, возникающих при исследовании механизма гидравлического разрыва пласта [Текст] / Г. И. Баренблатт // Прикладная математика и механика. – 1956. – Т. XX. – Вып. 4. – С. 475-486.

22. Желтов, Ю. Л. Деформации горных пород [Текст] / Ю. Л. Желтов. – М.: Недра, 1966. – 198 с.

23. Желтов, Ю. П. Механика нефтегазоносного пласта [Текст] / Ю. П. Желтов. – М.: Недра, 1975. – 207 с.

24. Economides, M. J. Reservoir Stimulation [Текст] / M. J. Economides, K. G. Nolte. – Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 07632. – 1989. – 430 p.

25. Howard, G. C. Hydraulic fracturing [Text]: SPE Monograph Series / G. C. Howard, C. R. Fast. – 1970. – V. 2. – 203 p.

26. Куранов, И. Ф. Определение дебита скважины при наличии горизонтальной трещины с заполнителем [Текст] / И. Ф. Куранов, Ю. М. Шехтман // Нефтяное хозяйство. – 1961. – № 9. – С. 37-39.

27. Smith, M. B. High-permeability fracturing: the evolution of a technology [Text] / M. B. Smith, R. R. Hannah // J. Petrol. Technol. – 1996. – V. 48. – No. 6. – P. 628-633.

28. Логинов, Б. Г. Гидравлический разрыв пластов [Текст] / Б. Г. Логинов, В. А. Блажевич. – М.: Недра, 1966. – 148 с.

29. Афанасьева, А. В. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания [Текст] / А. В. Афанасьева, А. Т. Горбунов, И. Н. Шустеф. – М.: Недра, 1975. – 216 с.

30. Усачев, П. М. Гидравлический разрыв пласта [Текст] / П. М.

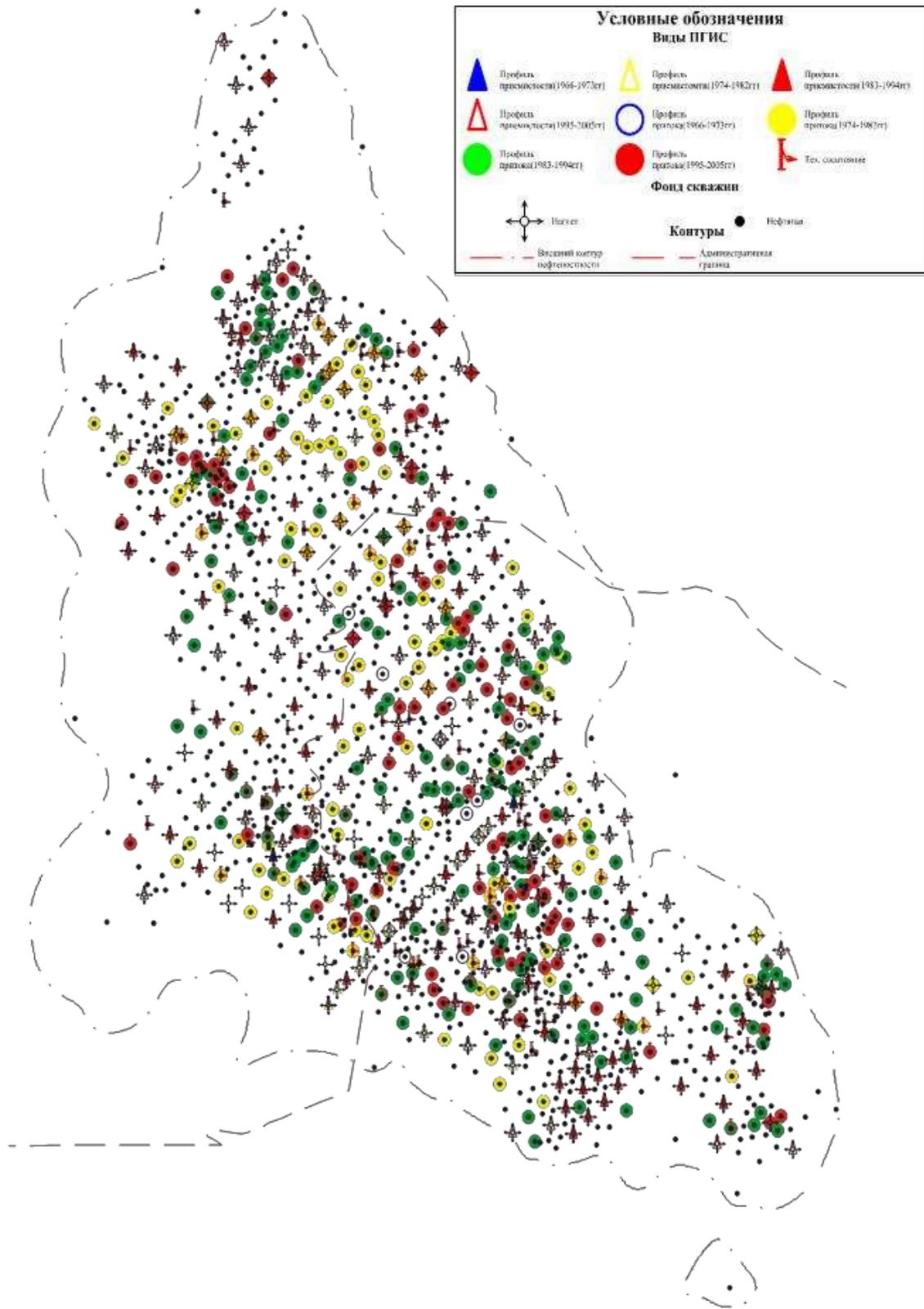
Усачев. – М.: Недра, 1986. – 165 с.

31. Константинов, С. В. Глубокопроникающий гидравлический разрыв пласта – метод интенсификации разработки низкопроницаемых коллекторов [Текст]/С. В. Константинов, Н. П. Песик, В. И. Гусев, Ю. Л. Борисов // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 5. – С. 22-25.

32. Гусев, С. В. Результаты широкомасштабного применения ГРП на месторождениях Западной Сибири [Текст] / С. В. Гусев, Л. С. Бриллиант, А. Н. Янин // Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений: матер. совещания (г. Альметьевск, 1995 г.). – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – С. 291-303.

Приложение 1

Советское месторождение. Объект АВ₁ Карта-схема проведенных ПГИС



Приложение 2 (Справочное)

Sidetracking Methods

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Педаш Дмитрий Викторович		10.05.2018

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент, ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.н.-м.н., доцент		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Уткина А.Н.	к.филос.н, доцент		

Introduction

Along with the oilfield development entering the later period, limited by the development environment, all the marine oil fields would face series of problems, such as the significantly increase of water cut, low recovery efficiency and so on. The technology of sidetracking horizontal well not only make many abandoned wells, casing damaged wells and production wells resurrected and the production capacity increased, but also make good use of the original well location and ground network resources equipment effectively. By which the cost saved, water coning delayed and the oil displacement efficiency improved as well. To avoid this phenomenon happening, it is necessary to begin the optimization study of sidetracking horizontal well in offshore oil field. The sidetracking results are mainly affected by the distributions of remaining oil, sidetrack drilling time, the orientation and length of side tracking.

Casing sidetracking well refers to that the original casing section mill the window a new hole I a particular depth. It's most outstanding characteristic is that it can make abandoned wells and old wells resurrected to excavate the remaining oil in reservoir and restore the old oil field production. In the meantime, it can take full advantage of the original well site, the original upper wellbore and the original oil gas transmission pipeline, which can save investment significantly. Sidetracking time is a key factor to value sidetracking effect whether it is good or bad, but the sidetracking time is affected by remaining oil. For remaining oil, different production stages have obviously different distributions. It is a problem worthy of studying for figuring out that how many remaining oil left should we begin to sidetrack to achieve the optimal recovery. Orientation and length of sidetracking are also two important factors affecting the effects of sidetracking. Before we optimize the sidetracking time, the sidetracking length and orientation should be optimized at first.[7]

Remaining oil is the huge potential resources which existed in the process of oil exploitation, foreign countries have been put much more emphasis up on the research the formation of remaining oil, and its control factors and distributions.

Although geologists have developed many kinds of methods to solve these problems, the formations and distributions of remaining oil are still difficult research subjects. Remaining oil is mainly distributed in the main sedimentary channel where wasn't swept by injected water, high structure parts, horizons unperforated by injected water for which was beyond wells drainage radius and no well control area. In terms of the distributions features of remaining oil, there were 4 ways to adjust the development plan, such as sidetracking of old wells, adjustment of new drilling wells, improvement of injection-production wells and oil production engineering exploration. After forecasting the adjusted development indicators, the result showed that it is feasible to carry out numerical simulation and development adjustment to achieve the goal of effective development. Numerical simulation technology is based on conditions of different well pattern, reservoir and way of water injecting. The application of fluid mechanics to simulate the seepage characteristics of fluid in reservoir is a major mean to research remaining oil distributions quantitatively.

Optimization of sidetracking

Sidetracking orientation, length and timing are important factors affecting the effects of sidetracking well. Before optimizing sidetracking time, the sidetracking length and orientation should be optimized first. It is feasible for us to carry out the optimization study of sidetracking by setting different simulation cases.

Remaining oil is the huge potential resources which existed in the process of oil exploitation, foreign countries have been put much more emphasis up on the research the formation of remaining oil, and its control factors and distributions. Although geologists have developed many kinds of methods to solve these problems, the formations and distributions of remaining oil are still difficult research subjects. Remaining oil is mainly distributed in the main sedimentary channel where wasn't swept by injected water, high structure parts, horizons unperforated by injected water for which was beyond wells drainage radius and no well control area. In terms of the distributions features of remaining oil, there were 4 ways to adjust the development plan, such as sidetracking of old wells, adjustment of new drilling wells,

improvement of injection-production wells and oil production engineering exploration. After forecasting the adjusted development indicators, the result showed that it is feasible to carry out numerical simulation and development adjustment to achieve the goal of effective development. Numerical simulation technology is based on conditions of different well pattern, reservoir and way of water injecting. The application of fluid mechanics to simulate the seepage characteristics of fluid in reservoir is a major mean to research remaining oil distributions quantitatively.

At present, most oilfields in China use numerical simulation method for the quantitative study of remaining oil distributions. The research trend of formation and distributions of remaining oil is that: research the mechanism and distributions of remaining oil formation from the two aspects of "micro" and "macro", and further explore the development geology method and apply comprehensive scientific theory more rapidly to explore new research methods.

For actual reservoir, due to the heterogeneity of reservoir, with the production of oil wells, the distributions of remaining oil in the reservoir is gradually showing a non-uniform distribution. Usually sidetracking horizontal well should be in the direction which has more remaining oil. When it comes to a real reservoir, however, the sidetracking orientation should be determined according to the real condition of the reservoir. (3) In terms of sidetracking horizontal length, it is not that the longer of the sidetracking length the higher of recovery, the relationship between sidetracking length and recovery is not showing a positive correlation. The determination of sidetracking length should be in line with the actual reservoir condition. If sidetracking length is too long, it may cause water break through prematurely, recovery efficiency loss and so on

Sidetracking time should be determined on the basis of optimal sidetracking length and orientation. Only when the sidetracking length and orientation were optimized to a better value, can sidetracking-time be optimized much more accurate and improve oil recovery

Sidetracking Methods

The sidetracking operation can be executed in both open and cased wellbores.

It can be classified as below:

- 1.Cased hole sidetracking with a whipstock.
- 2.Openhole sidetracking with a whipstock.
- 3.Openhole sidetracking over the whipstock with a mud motor.
- 4.Openhole sidetracking over the cement plug with a mud motor.
- 5.Openhole sidetracking without deflection barrier.

The whipstocks for OH sidetrack (method 2) are almost never used today due to a fact that changing trajectory is very complicated and too much experience is demanded to run the tools accurately. Downhole motors are more advanced and relatively less costed tools.

Therefore, they have replaced permanent/removable whipstocks in OH sidetracking operation.

Currently, the most applied method to sidetrack a well in the openhole is to use a mud motor with a deflection barrier. A deflection barrier can be either openhole whipstock (method 3) or cement plug (method 4) [1].

Sidetracking Procedure

The steering with a mud motor over the cement plug is one of the most employed techniques in openhole sidetracking and its operational procedure will be described in this section.

Firstly, the cement slurry is pumped to fill across the kickoff interval and then engineers must wait for the cement to be cured in the formation. Afterward, a conventional bit and straight-hole drilling assembly are run into the hole to time-drill the cement plug up to the planned KOP. Drilling with considerably low ROP, WOB, TOB as well as RPM are called “time-drilling”, and time-drilling the cement plug up to KOP is named “dressing off” the cement plug. Usually, the time-drilling is employed to have more chance of success in sidetracking operation. If the DS takes the weight and the motor begins to stall during dressing off the cement plug, it means that the plug is strong enough to commence kicking off activity. ROP operated for

dressing off the cement plug should be, at least, lower than 50% of ROP applied for penetrating the formation.

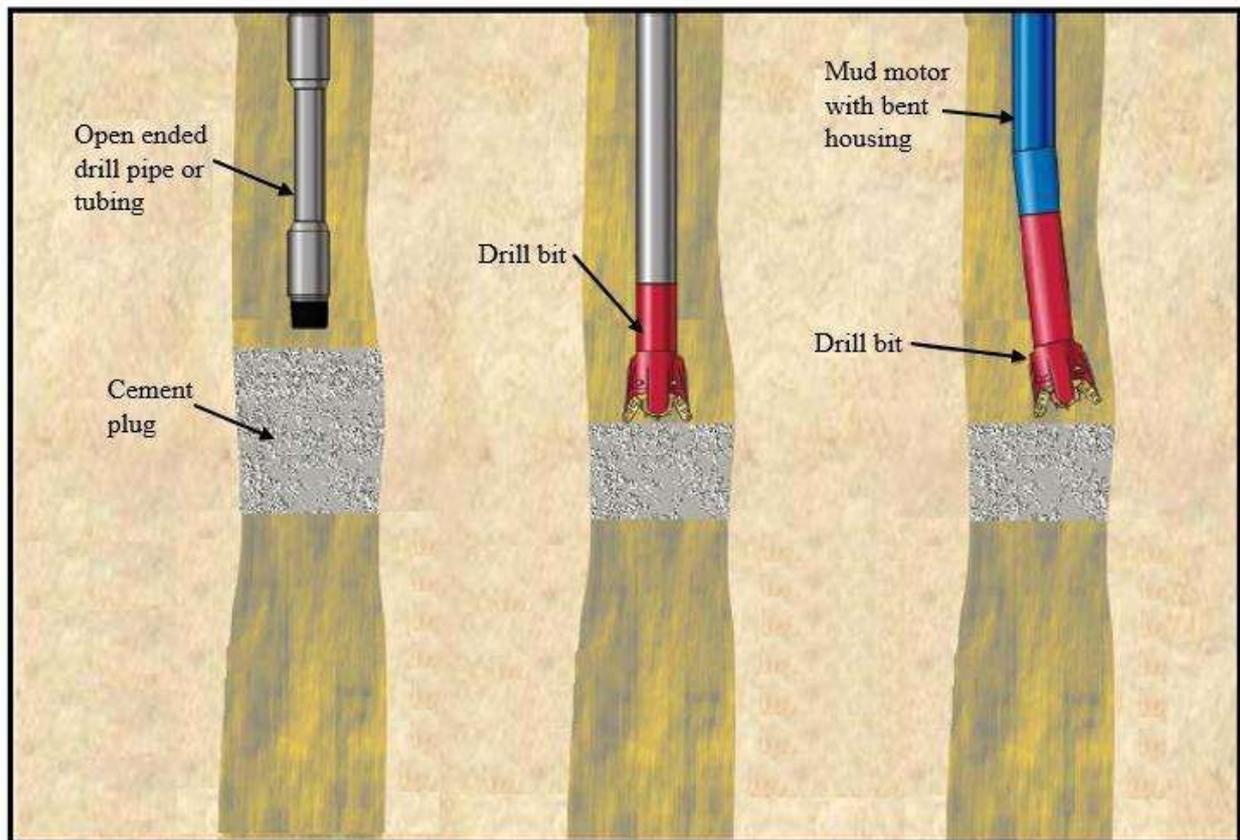


Figure 1. A sequence of operation to kick off the cement plug

If the cement plug is confirmed to be firm, a directional BHA should replace the conventional assembly and shall be run to the dressed top of the cement plug. The toolface of the downhole motor should be then orientated in the formation. Time-drilling is also employed for kicking off the wellbore. Afterward, drilling parameters can be increased for penetrating further to the planned target [2].

If the cement plug is not sufficiently firm to commence sidetracking, the cement will be washed away during dressing off and extra trips will become mandatory to set a new cement plug. The success of OH sidetrack from the cement plug with a mud motor are primarily dependent on the followings:

- formation compressive strength;
- downhole temperature/ pressure;
- cement plug depth;
- wellbore deviation;

- quality of cement;
- cure time of cement;
- BHA design and deflection tool.

Design Considerations

There are three main parameters to consider for the planning phase of sidetracking activity in order to accomplish the operation efficiently and successfully.

1. Strength of a formation

The sidetracking point in the openhole should be selected in the softest formation to increase the chance of success. Preferably, it should be softer than the cement plug or should place between harder formations. Since the bit always has a tendency to penetrate into the least resistance zone, trying to enter into a hard rock can be very problematic. The strength of the rock is measured by the parameter, called unconfined compressive strength (UCS). This parameter represents the maximum compressive load, which a rock can withstand before the failure. If the formation rock is very hard ($UCS > 25\,000$ psi), a whipstock is more likely to be used due to low possibility of the cement to be harder than the formation. For a medium formation, where UCS is between 15000 and 25000 psi, a motor with a good cement plug can be considered to execute sidetracking. For a soft formation ($UCS < 15\,000$ psi), sidetracking can be successful by operating a mud motor toward the high side of the hole with a good cement plug or to the low side of the hole without cement plug [4].

2. Inclination angle of the wellbore

The inclination is necessary to consider during the planning of the sidetracking operation in order to obtain the gravity assistance. If the sidetrack point is in the vertical section of a well, inclination has nothing to support the activity and there is no preferable direction to orient the toolface to obtain the assistance of the gravity. Therefore, cutting efficiency of the stabilizer and BHA against borehole will be minimized leaving more challenging condition for the operation. But, if the point is located in an inclined wellbore, the orientation of the toolface to the low side of the

hole will support technical sidetracking due to a gravity effect that will try to drag the BHA down (*Figure 2*). When a mud motor or RSS is applied, it is the best to sidetrack at the point where the wellpath has a high inclination or azimuth change [3].

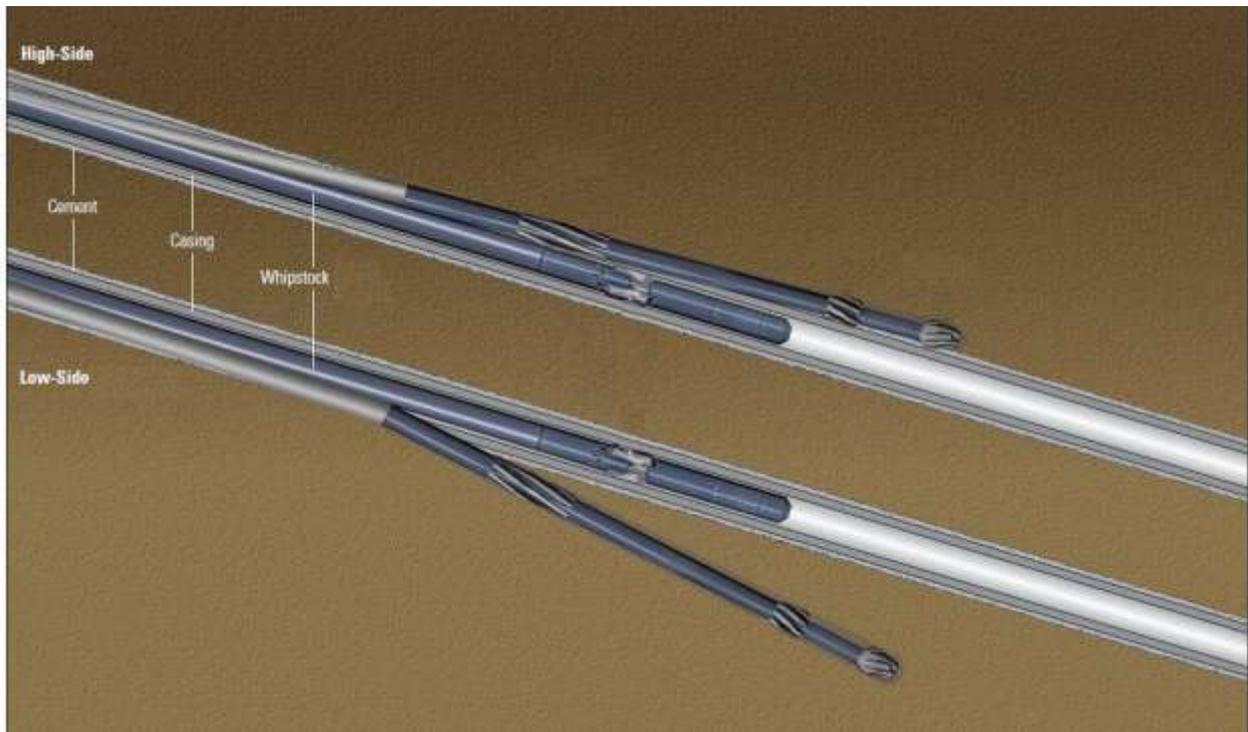


Figure 2 – The gravity effects over a sidetracking operation. The gravity supports sidetracking if the toolface is oriented to the low-side

3. Depth of a sidetrack point

The depth of a sidetrack point determines the DLS required for reaching a target that, in turn, identifies the required BHA configuration and deflection tool. Sometimes, the sidetrack depth can also establish whether the activity will be performed in the cased or open hole.

If the sidetracking can be executed in either location in the wellbore, it is often recommended to perform the operation in the openhole in order to avoid milling activity and generation of sharp dogleg angle.

Sidetracking with solid expandable tubulars overcomes challenges

When sidetracking a well, an operator will lose one entire casing size, reducing the ID in the target zone, decreasing production and challenging the economic viability of the project. Solid expandable tubulars (SET) are becoming a viable means to overcome certain challenges to existing operations and to offset some of the higher expense. Recent technological breakthroughs, developing and deploying modified expandable tubulars and making use of the latest advances in multilateral window milling systems have enabled SET technology to become a reliable method to overcome the unique challenges faced by older operations. The combination of SET technology and multilateral window milling systems allows operators to slim their wells, resulting in reduced capital outlay, minimized environmental impact, maximized reservoir potential and a superior rate of return. The most obvious advantage is larger ID in the target zone, thereby increasing production. More importantly, the two complimentary applications have the potential to significantly reduce capital expenditures for the life of a field. These savings are realized in the productivity enhancements in fields where the operator has already capitalized the exploration and development outlay [6].

Solid expandable tubulars technology

There are presently two distinct situations where solid expandable systems would prove both beneficial and economically viable. One such case is field development using SET where the operator chooses to drill and produce a well with solid expandables from the outset. Another situation involves the recompletion of wells in which the original wellbore is no longer meeting productivity expectations, or it is identified that optimal drainage could be achieved by having the wellbore in another location of the reservoir. A well can be recompleted as a larger producer through a casing sidetrack using SET technology [5].

Business cases

Two applications of SET in conjunction with side-tracking technology are in older platforms with no remaining template slots and deepwater recompletions on a tension-leg platform through a riser. In the former case, the only economically-feasible method to reactivate a field is to re-enter existing wells using SET to preserve a larger ID. In the latter scenario, SET can be run through a milled casing window using the smaller production riser. This can save expensive rig time and reduce nonproductive time to pull the production riser, install a larger drilling riser to perform the recompletion and then rerun the production riser [6].



Figure 3 – A combination of SET technology and multilateral window milling systems can result in slimmer wells, reduced CAPEX and minimal environmental impact.

A common perception is that big bore completions deliver high rates above and beyond that of conventional completions. In these cases, a well's outflow performance increases as a result of decreased pressure drop in the larger diameter tubing. The problem occurs when the size of the production casing in many of the wells limits the size of tubing that can be used to improve productivity. More generally, the size of any of the casing strings set in a well limits the size of the next string and ultimately limits the size of the completion string. This situation constrains the internal diameter available for production or injection. Solid expandable tubulars, however, provide the ability to turn a tubing-constrained completion into a big bore producer whether incorporated in the original well plan or used as a result of a challenge encountered during drilling. For example, performance modeling by one operator on a well with 7-in. tubing in 9 5/8-in. production casing showed only a 10% increase in well deliverability from a tubing change-out completion to 7 5/8-in. tubing, the largest size tubing that can be run. Alternatively, recompletion using 7 5/8-in. solid expandable tubulars showed a 40-50% increase in well deliverability and a 50-100% increase in production. A successful field pilot test of a solid expandable tubular workover by this operator proved the viability of the application. Operators also regularly deploy recompletion technology in wells producing at less-than-optimal performance or to expand the drainage reach of individual wells. Operators recognize the many benefits the SET technology offers, which have been driven by slot availability on aging platforms, better reliability and feasibility of casing whipstock and milling systems, and increased reservoir knowledge. These two technologies used in concert present the potential application of larger multi-lateral sidetracks. The combined benefits of these applications include increased productivity using wells and facilities already in place, and the availability of a larger ID for recompletion and stimulation [6].

Design challenges

A natural progression led to SET being introduced into deviated wells. The technology has been proven to work in sidetracked wells, and tests were positive when solid expandable tubulars were run through specially-cut casing windows. However, certain mechanical challenges had to be overcome. A previous unsuccessful installation of SET in a deviated well with high dogleg severity provided insight into some of the mechanics that affect the successful deployment. A contributing factor of the unsuccessful installation was determined to be damage to a connection, and a solution was implemented. After the potential risks were mitigated, attention was turned to the specific parameters affecting a successful SET installation through a casing-sidetracked well. Those parameters included dogleg severity; casing material; whipstock material; length and width of the casing window; quality of the milled window; and stiffness of the solid expandable tubular running assembly. Subsequent to the unsuccessful installation in a deviated well, solid expandable tubulars could still be run in a casing sidetracked well, but preparation requirements called for milling a 100 ft section. In some cases, because of time requirements, this option could be uneconomic.

Engineering and testing

One of the most influential factors affecting the successful implementation of SET through a milled casing window is the physical characteristics of the window itself. A way to mitigate or eliminate this problem was a necessity. Recent advancements in multilateral technology provided the key. These advancements resulted in window milling systems that produce an enhanced window in which nearly the total window length is full gauge. Benefits of a longer full-gauge window include trouble-free entries and reentries through the window for drilling and completion of laterals; ideal parameters for short radius departure; sidetracking in hard formation without drilling a rat hole; compensation for any mismatch in depth tally calculations; and eliminating problems associated with a skewed window. It was predicted that coupling newer multilateral technology with SET technology could offer a viable and economical method of exploiting the benefits

available from big bore multilateral sidetrack completions. A series of lab tests, surface tests and surface simulation tests were devised. A field trial was performed to prove the viability of the technology application. Throughout the project, weaknesses were identified, solutions were implemented and lessons learned in each test were carried into the design of subsequent tests to improve the product [6].

Lab Tests

Following the early unsuccessful installation of SET system in a deviated well, it was determined that damaged connections was a major factor contributing to the failure. The damage sustained in running the casing string, coupled with bending stresses induced in the damaged connections by the deviated well trajectory, resulted in the loss of pressure integrity when the connection was subjected to the expansion forces. A means of enhancing the connection was developed and data was collected to determine the maximum dogleg in which protected connections could be successfully expanded.

List of references

1. Kontorovich VA, Krivosheev EV, Berdnikova S.A. Regional model of the neocomia of the southeastern regions of Western Siberia // Little-known oil and gas bearing regions and complexes of Russia (forecast of oil and gas potential and development prospects): Abstracts of the scientific and practical conference, Moscow, November 27-29, 2001g- P. 27-29

2. Koshovkin IN, Fomin AI, Shevelev PV, Molodykh PV, Utkina KE, Experience of introduction of window sidetracks on deposits of Western Siberia with Jurassic collectors // SPE 117409., 2014g.

3. Report on the theme "Analysis of the current status of the development of the Karai field on the basis of the analytical complex of the GDIS" under contract No. 2016/55-D of 06.02.2013, as amended by Supplementary Agreement No. 3 of 04.10.2016

4. Kanevskaya R.D. Mathematical modeling hydrodynamic processes of development of hydrocarbon deposits. - Moscow-Izhevsk: Institute for Computer

Research, 2002. - 140 p.

5. Gusev S.V. Efficiency of methods of increasing oil recovery at the fields of Western Siberia // *Neftyanoye Khozyaistvo*.-1990. - No.2.- C. 45-49

6. Schonberger VM, Zozulya GP, Geikhman MG, Matiyshin IS, Kustyshev AV Technique and technology of sidetracks construction in oil and gas wells. - Tyumen: Tyumen State Technical University, 2007

7.Li Jinfeng. (2012) *The Research of Zhao-5 Sidetracking Development Effect*. Northeast Petroleum University

8. Fuller GA and Edwards J: “Key Factors to Consider for Sidetrack Success in Deepwater Operations Using Synthetic Based Muds,” paper OTC 23663, presented at the Offshore Technology Conference, Houston, April 30–May 3, 2012