Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Нефти и газа
институт
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись инициалы, фамилия
« ____» _____ 2016г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело
код – наименование направления

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
код – наименование профиля

Анализ эффективности проведения ГРП на Арланском месторождении на поздней стадии разработки

Научный руководитель/
руководитель _____ _____ Е.В. Безверхая
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ Д.В. Лепилин
подпись, дата инициалы, фамилия

Консультанты:
БЖД _____ Е.В. Домаев
наименование раздела подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ О.В. Помолотова
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2016 год

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н. Д. Булчев
подпись инициалы, фамилия
« ___ » _____ 20 ___ г

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме _____бакалаврской работы_____
бакалаврской работы, дипломного проекта, дипломной работы, магистерской диссертации

Студенту _Лепилину Денису Викторовичу_____
фамилия, имя, отчество
Группа ЗНБ12-04В1_Направление (специальность) 21.03.01.02
номер код
__Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений_____
наименование
Тема выпускной квалификационной работы Анализ эффективности проведения ГРП на Арланском месторождении на поздней стадии разработки
_____
_____
Утверждена приказом по университету № _____ от _____
Руководитель ВКР _Е. В. Безверхая_____
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР:
1. Геолого-промысловые отчеты по месторождению; анализ состояния фонда скважин.
2. Дополнение к уточнённому проекту разработки Арланского месторождения.
Перечень разделов ВКР:
1. Геологический раздел
2. Технологический раздел
3. Экономический раздел
4. Безопасность и экологичность проекта
Перечень графического материала _____

Руководитель ВКР _____ _Е. В. Безверхая_
подпись инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____ Д. В. Лепилин__
подпись, инициалы и фамилия студента

« ___ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 86 страниц машинописного текста, 4 рисунка, 13 таблиц. В работе было использовано 20 источников литературы.

«АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА АРЛАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НА ПОЗДНЕ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ».

Объектом исследования являются скважины, на которых производился ГРП. Месторождение разрабатывается с 1955 года и находится на поздней стадии разработки.

В данной работе представлены общие сведения о месторождении, геолого-физические характеристики пластов и объектов, физико-химические свойства нефти, газа и воды. Приведен анализ текущего состояния разработки месторождения и анализ выработки запасов, в результате чего выявлена тенденция к снижению добычи нефти, а также обнаружено наличие невыработанных зон.

Для оценки экономической эффективности разработки Арланского месторождения была предложена технология ГРП.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение…… 4

1. Геологический раздел…….. 6

1.1. Общие сведения об Арланском нефтяном месторождении…….. 6

1.2. Геолого-физическая характеристика Арланского месторождения…….. 8

1.3. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов…….. 10

1.4. Физико-химические свойства нефти, газа, воды……..... 12

1.5. Запасы нефти, КИН……..... 16

1.6. Осложняющие факторы геологического строения разреза на Арланском месторождении……. 18

Выводы ……. 19

2. Технологический раздел…….. 21

2.1. Текущее состояние разработки Арланского месторождения……... 21

2.1.1. Разработка ТТНК на Арланском месторождении…..……... 21

2.1.2. Анализ состояния фонда скважин…… 24

2.1.3. Анализ эффективности реализуемой системы разработки…… 26

2.2. Обоснование и выбор проектируемого технического решения для интенсификации добычи нефти методом ГРП……. 28

2.3. Проектирование технического решения для реализации Арланского месторождения……. 39

2.4. Определение технологической эффективности при реализации технологии ГРП…… 42

2.4.1. Исходные данные для определения технологической эффективности ГРП…… 42

2.4.2. Выбор метода определения технологической эффективности ГРП…. 43

2.4.3. Расчет технологической эффективности при реализации ГРП……. 53

Выводы ……. 62

3. Экономический раздел……. 64

3.1. Определение экономической эффективности при реализации проектируемого технического решения…… 64

3.2. Исходные данные для расчета экономических показателей…… 65

3.3. Расчет экономических показателей проекта…….. 66

3.3.1. Затраты на проведение ГРП ……. 66

3.3.2. Эксплуатационные затраты…….. 67

3.3.3. Выручка от реализации……. 68

3.3.4. Платежи и налоги …….. 69

3.3.5. Прибыль от реализации …… 70

3.3.6. Поток денежной наличности…… 71

3.3.7. Индекс доходности…… 72

3.3.8. Период окупаемости вложенных средств……... 72

Выводы ……..... 73

4. Безопасность и экологичность проекта.…… 75

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ……. 75

4.2.Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ ……. 77

4.3. Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности ……. 79

4.4 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях….. 80

4.5 Экологичность проекта……. 81

Заключение……. 83

Список использованных источников…… 85

ВВЕДЕНИЕ

Открытие кладовых «черного золота» положило началу динамичному развитию северо заподной окраины Башкортастана. В 1957 году буровики Краснохолмской конторы треста «Башвостокнефтеразведка» пробурили здесь около 80 разведочных и оценочных скважин для примерного расчета запасов нефти. Для ее добычи необходимо было в самые короткие сроки создать мощное эксплутационное предприятие, способное обеспечить большие объемы добычи жизненно важного сырья. Им стало нефтепромысловое управление «Арланнефть» с центром в п. Николо-Березовка, организованное 24 июня 1957 году. Уже к лету 1958 года был построен и сдан в эксплуатацию магистральный нефтепровод Кутерем - Уфа, а в июле того же года Арланская нефть, начала поступать на Уфимский нефтеперерабатывающий завод.

Применяя все новое и передовое, нефтяники Арлана быстро наращивали добычу углеводородного сырья. Один за другим организовались новые промыслы. Управление росло и развивалось, превратившись вскоре в одно из крупнейших нефтегазодобывающих предприятий республики и отрасли. В 1970 году НГДУ «Арланнефть» вышло на первое место в АНК «Башнефть» по добыче нефти и удерживает эту позицию до сих пор. В 1981 году управление награждено орденом Трудового Красного знамени. В 1982 году достигнут максимальный объем годовой добычи нефти – 8795 тыс. тонн. За 40 лет деятельности нефтидобытчики Арлана извлекли из недр 250 млн. 534 тыс. тонн «черного золота», ввели в эксплуатацию 6350 тыс. кв. м жилья. НГДУ «Арланнефть» добывает ежегодно около 4,5 млн. тонн, разрабатывает 5 месторождений.

Очевидно, на различных стадиях разработки нефтяных месторождений методы интенсификации добычи нефти в зависимости от геолого-физической характеристики объектов, имеют свои особенности, которые проявляются при использовании их на практике в условиях конкретных месторождений. Не благоприятными условиями являются и месторождения Башкирии, 35% которых относятся к трудноизвлекаемым с высоковязкими парафинистыми нефтями,

отмечается высокая послойная неоднородность пород по проницаемости. По литологическому составу 40% пород относится к карбонатному типу коллекторов. Всё это привело к ситуации, когда значительное большинство скважин перешло в категорию малодебитных и осложненных в геологическом отношении, эксплуатацию которых осуществляют исключительно насосным способом.

В связи с этим особое значение приобретают вопросы повышения эффективности разработки месторождений методами интенсификации добычи нефти. Повышение эффективности традиционных методов ОПЗ, таких как ГРП, возможно за счет оптимизации режима обработки ПЗП, правильного выбора скважины кандидата для реализации выбранной технологии, прогнозирования эффективности обработки.

В отчете рассматривается один из анализов эффективности методов воздействия на продуктивные пласты нефтяного месторождения, методом ГРП для скважин Арланского месторождения. Подсчет технологического и экономического эффекта от проведения этого мероприятия дает основания утверждать, что метод весьма эффективен для повышения производительности скважин.

1. Геологический раздел

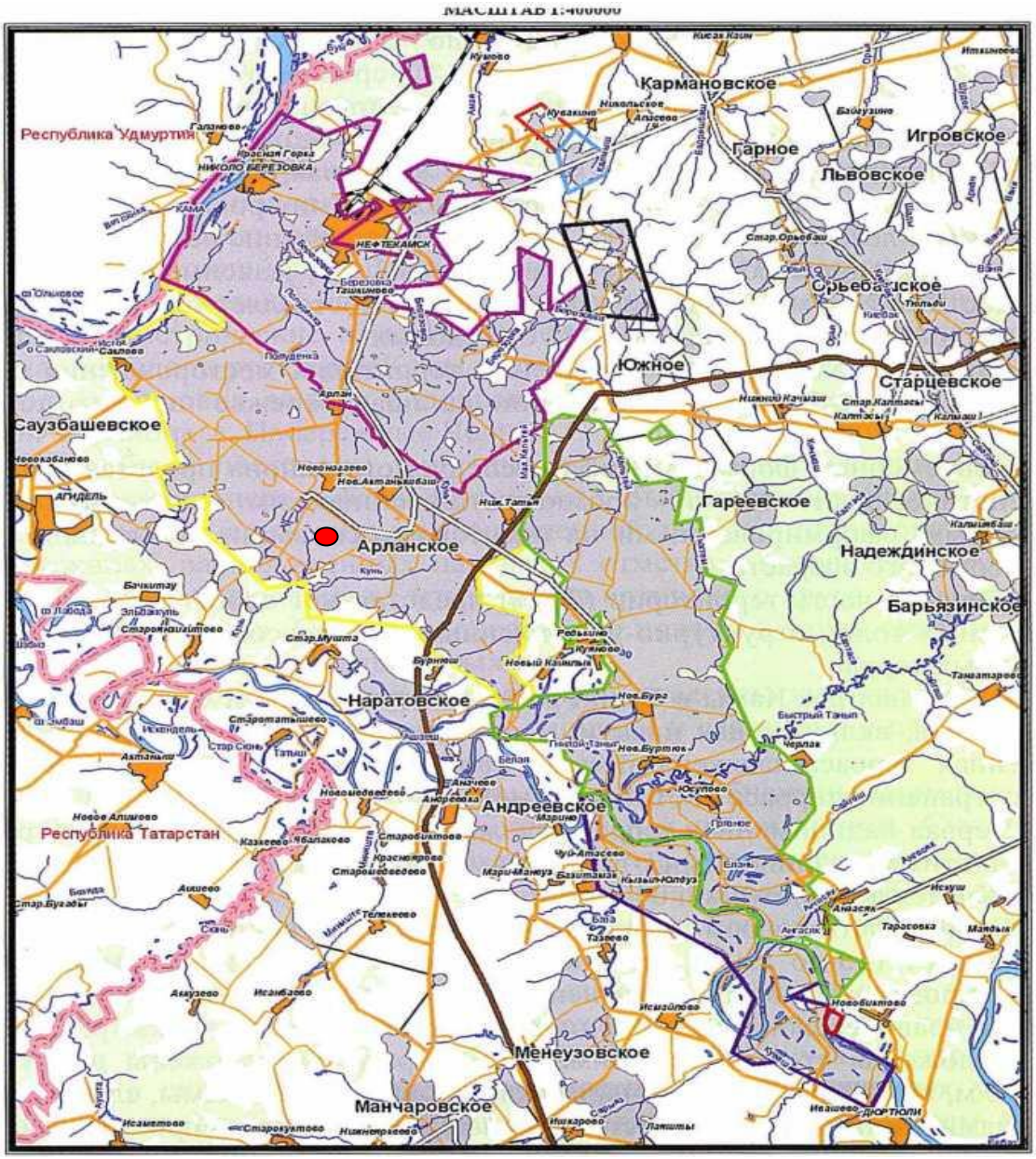
1.1 Общие сведения об Арланском месторождении

Арланское месторождение расположено на северо-западе Республики Башкортостан и частично – на юго-востоке Удмуртской Республики. В административном отношении территория месторождения входит в состав Краснокамского, Калтасинского, Дюртюлинского и Илишевского районов Башкортостана и Каракулинского района Республики Удмуртия.

На обзорной карте (рисунок 1) представлены населенные пункты и основные коммуникации территории месторождения: дороги, ЛЭП, нефте- и газопроводы, УКПН, НСП, системы нефтесборных парков (Ташкиново, Ашит, Шушнур, Кутерем, Кереметово, Ангасяк) и нефтепроводов, подключенных к основной магистрали Арлан - Чекмагуш-Уфа. Через район также проходит магистральный нефтепровод Альметьевск – Пермь. Через Нефтекамск проходит ветка Горьковской железной дороги Амзя – Нефтекамск –Агидель.

Месторождение, разрабатываемое силами нефтегазодобывающего управления «Арланнефть», открыто в 1955 году . Сбор нефти осуществляется по однотрубной системе и транспортируется по основной магистрали нефтепровода Арлан-Чекмагуш-Уфа. Добываемый с нефтью растворенный газ используется на местные нужды.

Разведочные работы на площади месторождения были начаты в 1947 году на основе структурно - поискового бурения и закончены в 1982 году. Всего пробурено 35 глубоких скважин. В результате проведенных работ промышленная нефтеносность установлена в песчаниках терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК) и карбонатных коллекторах турнейского яруса.



Условные обозначения:

- Граница РБ
- Автодороги
- Железные дороги
- Реки
- Магистральный нефтепровод
- Магистральный газопровод
- Водные объекты
- Населенные пункты
- Сводные контуры месторождений
- Лесонасаждения
- Арланская площадь
- Николо-Березовская площадь
- Ново-Хазинская площадь
- Шариповский участок
- Юсуповская площадь
- Веннаминовская площадь
- Кувакинская площадь
- Калегинская площадь

Рисунок 1 - Обзорная карта района Арланского нефтяного месторождения

В экономическом отношении район является сельскохозяйственным. Промышленные объекты сосредоточены в городе Нефтекамске. Основные населенные пункты связаны между собой грунтовыми дорогами. Дорожная сеть в данном районе развита слабо. Передвижение автотранспорта здесь затруднено даже в сухое время года.

Железные дороги проходят к югу и северу от месторождения. Ближайшими железнодорожными станциями на севере являются поселок Янаул (136 километров) и Камбарка, на юге Буздяк и Кандры.

Климат района умеренно – континентальный, максимальная температура воздуха достигает +38 ^{o}C летом и – 40 ^{o}C зимой.

На Арланском месторождении протяженность трасс всех трубопроводов составляет 43,3 км, из них 16,8 км имеют возраст более 15 лет, 20,5 км от 1 до 5 лет. Анализ коррозионной ситуации и аварийности трубопроводов различного назначения на Арланском месторождении за 2010 год говорит об удовлетворительной обстановке. Геологическое строение и географическая широта территории месторождения препятствуют возникновению таких опасных природных явлений, как землетрясения, карсты, просадки. По сейсмическому районированию нефтяные месторождения республики расположены на самой восточной окраине Восточно-Европейской платформы.

1.2 Геолого-физическая характеристика Арланского месторождения

Геологический разрез Арланского месторождения представляет собой типичный разрез платформенной части Башкирии. В пределах месторождения он вскрыт до глубины 1950 метров (скважина 191) и представлен отложениями четвертичной, третичной, пермской, каменноугольной и девонской систем.

Геолого-физическая характеристика эксплуатационных объектов приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов Арланского месторождения

Характеристика	Тульско - бобриковский горизонт	Тур-нейский ярус
Средняя глубина залегания, м	1250	1400
Тип залежи	пластовая	пластовая
Тип коллектора	поровый	поровый
Площадь нефтеносности, тыс.м^2	23752	13863
Средняя общая толщина, м	19,6	7,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,6	1,7
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	0,8	0,6
Пористость, %	22,3	13
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,780	0,820
Проницаемость, мкм^2	0,503	0,06
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,96	0,9
Коэффициент расчленённости, доли ед.	1,03	1,02
Начальная пластовая температура, ^{0}С	25	27
Начальное пластовое давление, МПа	11,8	12,8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	25,8-33,9	72,2
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа·с	35,4-44,4	87
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3	0,880-0,889	0,915
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м^3	0,889-0,894	0,919
Абсолютная отметка ВНК, м	1186	1226
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,034	1,012
Содержание серы в нефти, %	2,7	2,98
Содержание парафина в нефти, %	2,4	2,6
Давление насыщения нефти газом, МПа	5.7-6.6	5,9
Газосодержание нефти, м^3/т	14	8,4
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,65	1,65
Плотность воды в пластовых условиях, т/м^3	1,17	1,17
Сжимаемость, 1/МПа·10^{-4} нефти	6,45	6,2

На терригенную толщу нижнего карбона, песчаные пласты которых являются основными коллекторами, приходятся основные запасы нефти Арланского месторождения. Тип залежи - пластовая, тип коллектора - поровый.

Толща сложена пластами кварцевых песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Коллекторские свойства песчаников изменяются в широких пределах. Средняя пористость продуктивных горизонтов ТТНК составляет 22,3%, проницаемость сильно изменяется в зависимости от содержания глинистого материала и составляет в среднем 0,5 мкм^2.

При средней общей толщине 19,6м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пластов основного тульско - бобриковского горизонта составляет 3,6м. Эти же пласты обладают наибольшей неоднородностью, зачастую они замещаются непроницаемыми породами.

Уровень ВНК установлен на абсолютной отметке 1186м.

Карбонатные породы здесь занимают подчиненное положение. Это органогенно-обломочные, зернистые известняки, доломиты турнейского яруса.

Средняя общая толщина пластов 7,2м, средняя нефтенасыщенная толщина не превышает 2-3м. Пористость известняков сильно различается и составляет в среднем 13%, проницаемость изменяется в широких пределах (от 0,001 до 1-2мкм^2), в среднем 0,06мкм^2.Уровень ВНК установлен на абсолютной отметке 1226м. Сложность строения карбонатных коллекторов определяет их трудность разработки. Нефти ТТНК тяжелые, плотность в пределах 0,880-0,889т/м^3, вязкие, вязкость в пределах 25,8-33,9мПа·с, содержат серу -2,7%, парафин -2,4%. В турнейском ярусе нижнего карбона содержатся высоковязкие нефти-72,2мПа·с. Здесь же отмечено самое высокое содержание серы-2,98 % и парафина- 2,6 %.Для того чтобы добытая нефть попадала в разряд товарной, ей необходимо пройти множество очисток. Так как продукция обводненная, нефть проходит достаточно длительную стадию обезвоживания.

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивных пластов изучались по данным лабораторных исследований керна, результатам интерпретации ГИС и гидродинамическим исследованиям скважин.

Нефтеносность для песчаников терригенной толщи нижнего карбона определялась с помощью зависимости, полученной по результатам лабораторных исследований кернов нижнего карбона. Исследования проводились в институте БашНИПИнефть. Газонасыщенность определена по результатам лабораторных исследований при определении физических свойств нефти в пластовых условиях.

Тульский горизонт. Коллектор пласта CIV представлен песчаниками кварцевыми, мелкозернистыми, алевритистыми, не отсортированными. Зерна кварца угловатые, размером 0,02-0,15 мм, преобладают размеры 0,10-0,15 мм. Примесь алевритового материала достигает 30-40%, цемент углисто-глинистый, прослоями глинистый, базальный. Коллекторские свойства пласта изучались по данным лабораторных исследований керна: пористость из нефтяной части пласта по керну определена по 71 образцу из 15 скважин, проницаемость из нефтяной части по 43 образцам из 14 скважин. По результатам лабораторных исследований керна проницаемость пласта CIV изменяется от 0,072 до 1,002 мкм^2, среднее значение проницаемости пласта 0,438 мкм^2. Проницаемость нефтяной части пласта изменяется в пределах 0,016-1,21 мкм^2, составляя в среднем 0,419 мкм^2. Среднее значение пористости по керну равно 0,211 д.ед., она изменяется в пределах 0,172-0,259 д.ед. Пористость по ГИС (158 определений из 153 скважин) изменяется от 0,155 до 0,248 д.ед. Среднее значение пористости по ГИС равно 0,209 д.ед. Принятая пористость при проектировании равно 0,210 д.ед.

Бобриковский горизонт. Пласт CVI представлен песчаниками кварцевыми, разнозернистыми, не отсортированными; преобладают полуокатанные формы зерен. Пористость из нефтяной части пласта по керну определена по 7 образцам из 3 скважин, она изменяется от 0,185 до 0,250 д.ед. Среднее значение 0,219 д.ед. Пористость по ГИС (20 определений из 16 скважин) изменяется от 0,179 до 0,280 д.ед. Среднее значение 0,213 д.ед. Принятая пористость при проектировании равно 0,220 д.ед. Проницаемость по керну изменяется в диапазоне от 0,043 до 3,723 мкм^2, среднее значение 1,182 мкм^2.

1.4. Физико - химические свойства нефти, газа, воды

При изучении физико-химических характеристик нефти и газа Арланского месторождения учитывались 142 поверхностных, 62 глубинных проб нефти , отобранных до 2009 года включительно.

Терригенная толща нижнего карбона. В поверхностных условиях изучены 121 проба из отложений ТТНК. Нефти исследованы как раздельно по каждому продуктивному пласту, так и в целом по разрезу, так как продуктивные пласты работают в основном совместно. По данным исследований 5 глубинных проб, отобранных из 5 скважин плотность пластовой нефти равна 0,885 кг/м ^{3} , давление насыщения газом 5,2МПа, газосодержание при однократном разгазировании 8,3 м^3 /т , динамическая вязкость нефти 25,6 мПа*с. Дифференциальное дегазирование нефтей ТТНК и других продуктивных пластов не проводилось, поэтому свойства и компонентный состав газа растворенного в нефти анализировался только по результатам лабораторных исследований при однократной дегазации. Состав попутного газа изучен по пробам пластовой нефти, отобранным из отложений нижнего карбона, из которых выделен растворенный в ней газ. Плотность газа по пробам из отложений терригенной толщи изменяется от 1,036 до 1,224 г/см ^{3}. Газонасыщенность по всем пробам терригенной

толщи нижнего карбона изменяется от 3,6 до 19,84 м ^{3}/т и составляет в среднем – 14,0 м ^{3}/т.

В компонентных составах газов разгазированной и пластовой нефти выделены углеводородные соединения от метана до гексана. Доля метана по объему равна 19,13%, пропана- 20,86%, содержание азота – 35,24% по объему. Сероводород обнаружен лишь в двух скважинах в небольших количествах. Содержание углекислого газа составляет в среднем 1,02%. Гелий исследован по пяти пробам, в двух случаях он не обнаружен, в трех – среднее значение равно 0,022%, т.е. содержание гелия некондиционное. По товарной характеристике нефть смолистая (20,91%),высокосернистая (2,77%), парафиновая (2,84%), содержание асфальтенов в интервале 4,4-14,44%.

Водоносными в терригенной толще нижнего карбона являются песчаные и песчано-алевролитовые пласты, залегающие среди аргиллитов и глинистых сланцев. Пласты средней пачки (CIV, CV, CVI_o, CVI) часто замещаются глинистыми породами.

Пробы пластовой воды отбирались из разведочных, а в процессе разработки – из эксплуатационных скважин. Пластовые воды ТТНК и турнейского яруса близки между собой и представляют собой минерализованные растворы, содержащие в основном хлориды кальция, магния и натрия. По классификации Сулина В.А. они относятся к хлоркальциевому типу. Во многих пробах пластовой воды присутствуют редкие компоненты – йод, бром, двуокись бора, аммиак, окислы железа. Плотность вод в среднем равна 1176,5-1180,8 кг/м^3, общая минерализация изменяется в пределах 0, 592 до 0, 998 г/л. Водородный показатель 6,7 pH, жесткость пластовой воды равно 7,9 мг – экв/л. Хлориды кальция и натрия образуют первую соленость, концентрация кальция в два с лишним раза больше магния.

Основные усредненные физико-химические свойства пластовых, дегазированных нефтей, компонентный состав нефтяного газа, свойства и состав пластовых вод терригенной толщи нижнего карбона приведены в таблицах

2,3,4,5. Из приведенных таблиц видно, что нефти ТТНК тяжелые и вязкие. Повышенное содержание смол и асфальтенов в нефтях нижнего карбона придает им структурно-механические и неньютоновские свойства, влияющие отрицательно на процесс вытеснения нефти водой.

С ростом обводненности добываемой нефти растет ее оптическая плотность, удельный вес и вязкость.

Таблица 2 - Свойства пластовой нефти тульского и бобриковского горизонтов ТТНК Арланского месторождения

Наименование параметра	Количество исследованных		Числовые значения	
	скважин	проб	Диапазон значений	Принятые значения
Пластовое давление, МПа	5	5	10,1-13,4	11,8
Пластовая температура, ^{o}C	6	6	21-27	26
Давление насыщения газом, МПа	2	2	4,9-5,4	5,2
Газосодержание при однократном разгазировании, м^3/т	3	3	7,01-9,9	8,3
Плотность в условиях пласта, кг/м^3	5	5	0,878-0,894	0,885
Вязкость в условиях пласта, мПа $\cdot$ с	5	5	18,6-37,5	25,6
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа$\cdot 10^{-4}$				1,04

Таблица 3 - Физико- химическая характеристика дегазированной нефти Арланского месторождения тульского и бобриковского горизонтов ТТНК

Наименование параметра	Количество исследованных		Диапазон значений	Среднее значение
	скважин	проб		
Плотность при 20°С, кг/м^3	29	38	0,881-0,939	0,896

Вязкость , мПА·С				
при 20°С	15	24	24,3-161,9	48,2
Массовое содержание, %				
Серы	15	22	1,29-3,67	2,7
Смол силикагелевых	13	17	12,6-53,4	20,17
Асфальтенов	18	21	4,4-14,44	7,8
Парафинов	14	18	1,2-6,34	2,97
Воды	15	21	0-6,9	-
Температура плавления парафина ^{0}С	14	16	48-61	53

Окончание таблицы 3

Фракционный состав (объемное содержание выкипающих),%				
до 100^{0}С	16	21	4,0-6,0	5,0
до 150^{0}С	16	21	8,0-11,0	9,9
до 200^{0}С	16	21	11,0-23,0	17,8
до 250^{0}С	-	-	-	-
до 300^{0}С	16	21	21,0-42,0	34,2

Таблица 4 - Свойства и состав пластовых вод тульско - бобриковского горизонтов ТТНК

Наименование параметра	ТТНК	
	Диапазон изменения	Средние значения
1	2	3
Газосодержание, м^3/м^3		16,4
Плотность воды, кг/м^3		
- в условиях пласта	1121,0-1182,0	1176,5
Вязкость в условиях пласта, мПа·с		1,65
Объемный коэффициент, доли ед.		1,34
Химический состав вод, (мг/л)/мг-экв/л)		
$Na^+ + K^+$	2498,2-4325,7	3899,9
Ca^{+2}	349,34-530,46	433,68

Mg^{+2}	110,0-775,15	242,56
Cl^{-}	2919,9-5130,6	4572,74
HCO_3^{-}	0,071-3,828	0,962
SO_4^{-2}	0,118-36,722	2,798
Общая минерализация, г/л		737,98
Водородный показатель, pH		6,7
Жесткость общая,(мг-экв/л)		7,9
Химический тип воды, преимущественный (по В.А.Сулину)	хлоркальциевый	
Количество исследованных проб (скважин)	64	86

Увеличение обводненности скважин при относительно низком охвате пластов заводнением, приводит к увеличению водо – нефтяного фактора и как следствие к дополнительному износу, коррозии внутрискважинного оборудования, системы сбора, что в свою очередь приводит к увеличению расхода электроэнергии, трудовых и материальных затрат, снижению темпов разработки, росту стоимости природоохранных мероприятий. Из этого следует, что оптимальными для извлечения остаточной нефти на Арланском месторождении являются методы, приводящие к увеличению охвата пласта заводнением. Перспективным методом воздействия на пласт в условиях терригенных отложений является селективная изоляция водопритока с применением водоизолирующих материалов.

1.5. Запасы нефти, газа, КИН

В 1985 году был произведен пересчет запасов нефти по материалам 295 скважин. В результате пересчета балансовые запасы увеличились на 29,3%, извлекаемые – на 34,8%. Увеличение запасов было связано с увеличением эффективной емкости пластов и переводом запасов пласта СТ2 из категории C_2 в C_1.

В 2001 году запасы были утверждены в ГКЗ (протокол № 627 от 26.01.2001г. В соответствии с решением ГКЗ в подсчет запасов были внесены

изменения: из подсчета запасов исключена залежь 4 по пластам CIV, CV и CVI_o в связи с тем, что район скважины 7651 находится в границах лицензионного участка Саузбашевского месторождения (НГДУ Арланнефть)

Начальные балансовые запасы нефти в целом по месторождению категории $B+C_1$ составляют 17283 тыс.т, извлекаемые 4841 тыс.т; запасы газа составляют, соответственно, 223,9 и 65,8 млн.$м^3$. Остаточные запасы нефти составляют 13151 (балансовые) и 709 тыс.т (извлекаемые), извлекаемые газа - 21 млн.$м^3$.

В соответствии с действующей классификацией и по степени изученности запасы нефти тульского горизонта ТТНК отнесены к категориям $B+C_{1.}$ В целом по объекту балансовые запасы составляют 13722 тыс.т., извлекаемые 4427 тыс.т. По тульскому горизонту накопленная добыча на 01.01.2010 год составляет 4012 тыс. т. нефти. Текущий КИН составляет 29,2% от начальных балансовых запасов, 90,6% от извлекаемых запасов. Запасы бобриковского горизонта отнесены к категории С 1. По бобриковскому горизонту балансовые запасы составляют 326 тыс. т., извлекаемые- 90 тыс.т. Накопленная добыча- 52 тыс.т. Текущий КИН -16% от начальных балансовых, 57,7% от извлекаемых запасов. В целом по ТТНК накопленная добыча нефти – 4036 тыс.т. Накопленный отбор жидкости-28050 тыс.т. Текущая нефтеотдача -28,7 % от начальных балансовых запасов и 89,1 % от извлекаемых запасов нефти. За 2008 год добыто 94,2 тыс. т. нефти и 1312 тыс. т. жидкости. Обводненность продукции составляет 92, 82%.Начальные и текущие запасы нефти по Арланскому месторождению приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Начальные и текущие запасы нефти по Арланскому месторождению

Объекты, месторождение в целом	Тульский горизонт	Бобриковский горизонт	Турнейский ярус	Месторождение

Начальные запасы нефти, тыс.т.	Утвержденные ГКЗ Роснедра	геологические	$B+C_1$	13722			13722
			C_1		326	3235	3561
		извлекаемые	$B+C_1$	4427			4427
			C_1		90	324	414
	УтвержденныйКИН, доли ед			0,323	0,276	0,100	0,280
	На государственном балансе	Геологические	$B+C_1$	13722			13722
			C_1		326	3235	3561
		Извлекаемые	$B+C_1$	4427			4427
			C_1		90	324	414
Утвержденный КИН, доли ед.				0,323	0,276	0,100	0,280

Окончание таблицы 5

Текущие запасы нефти, тыс.т.	Геологические	$B+C_1$	9710			9710
		C_1		274	3139	3413
	Извлекаемые	$B+C_1$	415			415
		C_1		38	228	266
	Текущий КИН, доли ед		0,292	0,160	0,030	0,239

Балансовые запасы всего Арланского месторождения составляют 17283 тыс.т. Извлекаемые- 4841 тыс.т. Накопленная добыча составляет 4132 тыс. т. Текущий КИН составляет 23,8 % от начальных балансовых запасов, 85,3 % от извлекаемых запасов нефти. Текущая нефтеотдача тульского горизонта ТТНК составляет 0,292 д.ед. (утвержденный КИН - 0,323 д.ед.), бобриковского горизонта - 0,160 д.ед. (утвержденный КИН - 0,276 д.ед.); текущая нефтеотдача турнейского яруса составляет 0,03 д.ед. (утвержденный КИН-0,100 д.ед.). В целом по месторождению текущая нефтеотдача составляет 0,239 д.ед. (утвержденный КИН – 0,280 д.ед.).

1.6. Осложняющие факторы геологического строения разреза на Арланском месторождении

К осложняющим особенностям данной площади относятся: многопластовость разреза, расчлененность, резкая литологическая и тектоническая изменчивость, развитая зональная неоднородность и сравнительно высокая остаточная нефтенасыщенность пород коллекторов, в которых сосредоточены основные запасы нефти. Повышенное содержание смол и асфальтенов в нефтях нижнего карбона придает им структурно-механические и неньютоновские свойства, влияющие отрицательно на процесс вытеснения нефти водой.

Основная часть запасов нефти сконцентрирована в терригенной толще нижнего карбона, которая характеризуется наличием нескольких пластов с закономерной сменой типов пород, различающихся толщиной, различной активностью пластовых флюидов, зональной неоднородностью, зачастую они замещаются непроницаемыми породами.

В карбонатных коллекторах турнейского яруса развита трещиноватость, которая является основным видом пустотности и составляет десятые доли процента. Сложность строения карбонатных коллекторов определяет трудность разработки этих месторождений.

Выводы.

Арланское месторождение открыто в 1955 году. Разрабатывает месторождение НГДУ "Арланнефть". Залежи Арланского месторождения представлены многопластовым разрезом терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК), присутствуют карбонатных коллектора турнейского яруса. Имеет место повышенная плотность и высокая вязкость пластовой нефти, значительное содержание асфальто-смоло-парафиновых соединений. Основная продуктивные пласты представлены терригенными коллекторами.

Указанные факторы обуславливают сравнительно невысокие коэффициенты нефтеотдачи. В целом по месторождению текущая нефтеотдача составляет 0,239 д.ед. (утвержденный КИН – 0,280 д.ед.).

Балансовые запасы всего Арланского месторождения составляют 17283 тыс.т. Извлекаемые- 4841 тыс.т. Накопленная добыча составляет 4132 тыс. т. Текущий КИН составляет 23,8 % от начальных балансовых запасов, 85,3 % от извлекаемых запасов нефти.

Сравнение фактических и проектных показателей КИН показывает, что при естественном падении добычи нефти на поздней стадии разработки и при высокой обводненности скважинной продукции происходит снижение показателей КИН. В указанных условиях важнейшей задачей является повышение конечной нефтеотдачи разрабатываемых пластов и сокращение попутно добываемой воды на основе применения эффективных для данного месторождения методов.

Основное направление повышения эффективности разработки Арланского месторождения связано с применением эффективных методов интенсификации добычи нефти, в том числе и методом ГРП.

2. Технологический раздел

2.1. Текущее состояние разработки Арланского месторождения

2.1.1. Разработка ТТНК на Арланском месторождении

Арланское месторождение введено в разработку в 1958 г. С 1959-го объемы эксплуатационного бурения постепенно наращивались. В 1964 г. число скважин, выходящих из бурения, достигло 157. До 1965 г. разбуривание осуществлялось по принципиальной схеме (1959) и проекту разработки (1961). После 1965 г. — по утвержденной Генеральной схеме, в основу которой с небольшими изменениями были приняты технологические решения проекта разработки 1961 г. Несколько изменены были границы площади, часть территории отнесена к Николо-Березовской. Все пласты ТТНК были объединены для совместной эксплуатации; обоснована меньшая величина нефтеизвлечения; смещены

некоторые линии разрезания.

Разработка залежей ТТНК на Арланском месторождении характеризуется несколькими особенностями.

1. Через 12 лет после начала эксплуатации площади добыча нефти достигла своего максимального уровня и составила в 1970 г. 5332,9 тыс.т. Начиная с 1971-го добыча постоянно снижается и в 1993-м составила 39% от максимальной. В отличие от девонских залежей маловязких нефтей (Туймазинское, Шкаповское и др.), на которых падение уровня добычи достигало 27% за год, темп падения добычи на Арланской существенно меньший и составил в первый год снижения (1971)всего 1,2%. Подобная картина наблюдалась и по остальным площадям месторождения.

2. Фонд действующих скважин растет длительное время вплоть до заключительной стадии, достигнув максимума в 1989 г. (1484 ед.). К этому времени было отобрано 86,5% НИЗ, а обводненность составила 94,7% (весовых).

Фонд нагнетательных скважин наращивался в соответствии с фондом добывающих до 1987 г. и составил 310 ед. Поэтому отношение числа добывающих скважин к числу нагнетательных во времени изменялось незначительно. Так, в 1968—1989, т. е. в течение более чем 20 лет, это соотношение колебалось в пределах 4,5—5,0 и лишь в последние годы увеличилось до 7,2. Постоянство этого параметра во времени, объясняется двумя причинами. Во-первых, одновременно с увеличением числа добывающих скважин пропорционально увеличивалось и число нагнетательных. Во-вторых, такое соотношение в значительной степени поддерживалось целенаправленно, т. к. было принято наиболее эффективным соотношение 3 — 4. Рост общего числа пробуренных скважин на Арланской площади происходил и после достижения максимума фонда действующих добывающих и нагнетательных скважин, т. к. бурение, хотя и в меньших объемах, продолжается и сейчас. Уменьшение числа действующих

добывающих и нагнетательных на фоне увеличения числа пробуренных скважин происходит за счет их выбытия в категорию прочих (ликвидированных, пьезометрических, контрольных и др.). Скважины этих категорий составляли в 1992 г. 406 ед., за 5 последних лет их число возросло более чем вдвое. Такая динамика связана с массовым выводом скважин из эксплуатации из-за полного их обводнения или же по техническим причинам. Темпы вывода скважин из эксплуатации, по всей видимости, будут нарастать, т. к. осталось отобрать всего 6,5% НИЗ, а обводненность продукции в целом по площади составила 95%.

3. Отбор жидкости по площади постоянно наращивался и достиг своего максимума в 1990 г. (51,4 млн.м3 в пластовых условиях). В последние 3 года наметилась тенденция устойчивого снижения отбора жидкости на фоне незначительного роста обводненности (на 1,2%). За эти годы отбор жидкости снижен с 51,4 до 47,6 млн.м3, т. е. на 7,4%. Сравнение динамики фонда добывающих скважин и отбора жидкости показывает, что снижение отбора жидкости происходит по двум причинам: уменьшение действующих добывающих скважин (на 3%) и снижение дебитов жидкости в них (4,2%). Для Арланской площади характерно длительное наращивание фонда скважин, дебита жидкости и, следовательно, отбора жидкости до поздней стадии разработки. Максимальная добыча жидкости достигнута при отборе 88,5% НИЗ и обводненности 95,2%.

4. Темпы отбора от начальных извлекаемых запасов на площади достигали в максимуме 3,9%. После максимального уровня они снижались пропорционально годовой добыче нефти и составили в 1992 г. 1,5% от НИЗ. Для залежей высоковязкой нефти в целом характерны меньшие темпы отбора запасов, чем из девонских залежей с маловязкими нефтями. Так, по Туймазинскому месторождению отбор в максимуме достигал 4,6% НИЗ, по другим месторождениям он был еще выше, хотя плотность сетки скважин Арланской площади и Туймазинского месторождения сопоставимы.

5. Хотя разработка залежей ТТНК Арланской площади осуществля-

лась с заводнением пластов, для этого объекта специфично не полное восполнение отбираемых объемов закачкой воды. Так, суммарная компенсация отборов закачкой воды составляет всего 88,6%. В отдельные годы компенсировалось менее 75% отбора. Не смотря на это пластовые давления поддерживались на достаточно высоком уровне. Такая специфика объясняется активным напором краевых вод в VI пласте. В то же время активность напора, видимо, была недостаточной для поддержания нарастающих объемов отбора жидкости. Этим фактором, на наш взгляд, можно объяснить увеличение приемистости нагнетательных скважин при практически постоянном соотношении числа добывающих и нагнетательных скважин. Так, приемистость от 498 (1976) выросла до 479 м3/сутки(1989). За этот период времени дебит жидкости в среднем вырос от 46,7 до 96,7 м3/сутки, т. е. в 2,07 раза при росте приемистости в 2,4. Предположение, что разница отражает увеличение отбора жидкости из VI пласта, подтверждается опережающей выработкой его запасов.

2.1.2. Анализ состояния фонда скважин

1. В зависимости от числа пластов в объекте (разрезе) доля работающих пластов при одной и той же толщине пласта неодинакова. С увеличением числа пластов доля работающих при одной и той же толщине уменьшается.

2. Особенно заметно уменьшается вероятность освоения пластов небольшой толщины. Например, при толщине пласта 2 м наличие приемистости отмечается: при двух пластах -- в 65, при трех -- в 55, при четырех -- в 45, при пяти -- в 35 и шести пластах -- в 30% пластов, т. е. вероятность освоения пластов определяется не только их толщиной, но и их числом, т. е. расчлененностью разрезов. Чем больше пластов объединяется в одном объекте, тем ниже вероятность освоения всех, и в особенности малых по толщине пластов.

Был также выполнен анализ с целью выяснения возможного влияния расчлененности разрезов в нагнетательных скважинах на величину приемистости пластов.

Как следует из результатов анализа, приемистость одинаковых по толщине пластов в нагнетательных скважинах зависит от числа пластов в разрезе. При этом наибольшие потери характерны для пластов небольшой толщины. Их приемистость в многопластовых разрезах снижается в 4 раза.

В целом, без учета толщины пластов, а лишь с учетом их числа в разрезе объем закачки воды (относительно раздельно эксплуатируемого пласта) составляет: для двух пластов -- 0,71, для трех пластов -- 0,57 и для четырех пластов -- 0,42.

Недобор объемов закачки из-за отсутствия приемистости составил 22% (в целом по месторождению).

Таким образом, эффективность системы заводнения Арланского месторождения могла быть в 1,5 раза выше, если бы закачка велась раздельно по каждому пласту.

Необходимо отметить, что в первых технологических схемах и проектах предусматривалась раздельная закачка воды в пласты верхней и нижней пачек.

Это решение было реализовано путем освоения нагнетательных скважин в разрежающих рядах на каждую пачку раздельно через одну. Предварительно эти скважины отрабатывались на нефть до обводнения продукции на 50%. Как показала практика, это решение также себя не оправдало. В результате преждевременного перевода скважин при малой обводненности было потеряно много нефти между скважинами разрезающих рядов.

Промежуточные же пласты в рядах воду в большинстве скважин не принимают. Объемы закачки в основных пластах практически не регулируются.

Таким образом, опыт разработки многопластового объекта в ТТНК Арланского месторождения убедительно показывает низкую эффективность совместной разработки всех пластов этой толщи.

В связи с высокой вязкостью нефти при проектировании разработки на начальной стадии основным вопросом был вопрос о методе воздействия на продуктивные пласты, так как опыта заводнения при такой вязкости не было. Практика разработки показала, что принятое решение было обоснованным. Заводнение пластов оказалось высокоэффективным способом разработки и позволило достичь почти 45%-го извлечения нефти, тогда как на естественном режиме извлекалось бы всего 18% запасов.

2.1.3. Анализ эффективности реализуемой системы разработки

На основании полученных данных о текущем состоянии разработки Арланского месторождения можно сделать выводы о эффективности реализуемой системы.

Терригенная толща нижнего карбона.

Максимальный уровень добычи нефти по ТТНК был достигнут в 1985 году, и составил 305 тыс.т. С 1986 года происходит падение добычи нефти несмотря на ввод новых добывающих скважин, отборы нефти за последние 6 лет снизились с 107,7 до 94,2 тыс.т, отборы жидкости снизились соответственно с 1398 до1312,6 тыс.т.

Эффективность выработки запасов нефти многопластового объекта разработки всецело зависит от степени охвата пластов воздействием. Там, где на промежуточную пачку освоено нагнетание, там и выработка запасов высокая. На Арланском месторождении основные пласт CVI водоносный, поэтому система заводнения осваивалась только на пласты CIV и CVI_o и последние эффективно вырабатываются.

Сравнивая зависимость темпов отбора от нефтеотдачи по четырем месторождениям: Арланскому, (CVI водоносный), соседнему Андреевскому (пласт CII-водоносен, пласт CVI по своим геолого-физическим параметрам больше относится к промежуточной пачке) и площадям: Юсуповской и Новохазинской, где доля запасов в пластах промежуточной пачки по Новохазинской площади составляет 17,5 %, по Юсуповской – 7 %, т.е. практически все запасы сосредоточены в основных пласта можно сделать вывод:

По основному показателю – темпам отбора нефти в процентах от НБЗ они существенно не отличаются. По Арланскому месторождению на начальной стадии разработки, когда из пластов было отобрано около 15 % от НБЗ, последние были даже выше, чем это имело место по основным площадям Новохазинской и Юсуповской. Тем самым еще раз подтверждается вывод о том, что ма-

ломощные низкопроницаемые пласты, если они выделены в самостоятельный объект разработки и, если на них освоена система ППД, могут разрабатываться высокими темпами и по ним могут быть достигнуты «относительно» высокие значения нефтеотдачи.

Прогноз нефтеотдачи по пластам Арланского месторождения проводился различными методами и все они подтверждают тот факт, что конечная нефтеотдача по месторождению будет не ниже 38 – 40 %. Если в качестве критической принять обводненность продукции равную 98 %, то к концу разработки из пластов ТТНК может быть извлечено 36,8 %. Обработка фактического материала с построением зависимости «темп отбора в % от балансовых запасов – нефтеотдача» говорит за то, что к концу разработки из пластов может быть отобрано более 40 %.

Относительно высокие текущие значения нефтеотдачи и ожидаемая нефтеотдача стали возможными с одной стороны за счет бурения на пласты месторождения плотной сетки скважин, а также использование в качестве рабочего агента высокоминерализованной пластовой воды.

Равномерная же выработка запасов по пластам была достигнута за счет использования, начиная с 1992 года технологии ЩПР. За рассматриваемый период было произведено 305 скважино - обработки (25 скв/год) при действующем фонде нагнетательных скважин 32 – 35, т.е. ежегодно проводилась практически площадная обработка месторождения ЩПР (причем практически все скважины в течении 10 – 12 дней одновременно). Закачено в пласты 1880 т реагента (6,2 т реагента на 1 скважино - обработку). Дополнительная добыча нефти за счет применения метода, определенная с использованием характеристики вытеснения, оценена в размере 284,3 тыс.т нефти.

Второй объект разработки – турнейский ярус вступил в эксплуатацию в 1981 году. Согласно «Проекта разработки Арланского месторождения» турнейский ярус предусматривался как объект возврата. По отложениям тур-

нейского яруса разработка ведется на естественном режиме и малым количеством скважин, поэтому делать выводы на данный момент пока рано.

Проведенный анализ показал, что по основному объекту разработки – терригенной толще нижнего карбона система разработки полностью сформирована, и является в целом эффективной.

В целом анализ показал, что разработка Арланского месторождения характеризуется особенностями, присущими всем месторождениям, находящимся в поздней стадии:

- снижением уровня добычи нефти;
- уменьшением количества добывающих и нагнетательных скважин;
- увеличением фонда остановленных скважин по причине их низкой рентабельности;
- высоким водонефтяным фактором;
- резким сокращением объемов эксплуатационного бурения и ввода в разработку новых скважин.

2.2. Обоснование и выбор проектируемого технического решения для интенсификации добычи нефти методом ГРП

Сущность гидравлического разрыва пласта (ГРП) в том, что посредством закачки жидкости при высоком давлении происходит раскрытие естественных или образование искусственных трещин в продуктивном пласте и при дальнейшей закачке песчано-жидкостной смеси или кислотного раствора расклинивание образованных трещин с сохранением их высокой пропускной способности после окончания процесса и снятия избыточного давления.

ГРП является одним из наиболее сложных видов работ в нефтегазовой отрасли. Эта технология была впервые использована в США в конце 40-х годов для приобщения к разработке пластов с нарушенной проницаемостью возле

ствола скважины и увеличения продуктивности скважин в низкопроницаемых коллекторах. В СССР промышленное внедрение ГРП начато в 1954 году.

В настоящее время ГРП широко применяется во всем мире как в низкопроницаемых , так и в высокопроницаемых пластах-коллекторах.

При производстве ГРП должны быть решены следующие задачи:

- Создание трещины гидроразрыва путем закачки специально подобранной жидкости ГРП.
- Удержание трещины в раскрытом состоянии путем добавления в жидкость гидроразрыва проппанта с зернами определенного размера и определенной прочности.
- Удаление жидкости гидроразрыва для восстановления высоких фильтрационных характеристик призабойной зоны скважины.
- Повышение продуктивности пласта.

Критерии подбора скважин для выполнения ГРП выделены в 4 группы. В первую группу входит оценка горно-геологических условий, во вторую включены требования к характеристикам скважины и ее техническому состоянию, в третью - характеристики состояния разработки месторождения, в четвертую – экономическая эффективность данного мероприятия.

Эффективность ГРП определяется: степенью обводнённости продукции, начальной нефтенасыщенностью коллекторов, эффективной мощностью интервала гидроразрыва, неоднородностью строения пласта и расчленённостью его разреза, изолированностью интервала гидроразрыва пласта мощными глинистыми прослоями, а также расположением нагнетательных скважин и степенью заводнения пласта на участке воздействия.

После подбора объекта разработки, приступают к выбору скважин для проведения ГРП. При этом, кроме соображений оптимизации разработки залежи, принимается во внимание техническое состояние скважины. Скважина должна быть технически исправна. Эксплуатационная колонна не должна иметь нарушений и деформаций в интервале посадки пакера. Цементное коль-

цо должно иметь удовлетворительное сцепление с эксплуатационной колонной и породой пласта, не менее чем на 50 м выше и ниже перфорированного интервала, что исключает возможность заколонных перетоков в процессе ГРП.

Перфорированный интервал не должен превышать 20 - 25 м. В противном случае, требуется проведение дополнительных технических и технологических мероприятий, позволяющих обеспечить охват ГРП всего пласта.

Благоприятным фактором для повышения продуктивности скважины после проведения ГРП, является наличие в ней положительного скин-эффекта до гидроразрыва пласта. Высокий эффект от ГРП достигается в скважинах с низкой продуктивностью пластов призабойной зоны расположенных в окружении высокопродуктивных, высокопроницаемых пластов.

Скважины, подвергаемые ГРП, должны находится на достаточном удалении от контура водонефтяного и газонефтяного контактов, обычно не менее расстояния между скважинами. При меньшем удалении добывающей скважины от контура нефтеносности может произойти её быстрое обводнение или прорыв газа из шапки, особенно если направление трещины гидроразрыва перпендикулярно линии контуров.

Оптимальным объектом для ГРП является однородный по проницаемости пласт достаточной толщины. Расчленённость разреза продуктивного пласта может снижать эффективность применения ГРП. Кроме того, при проектировании трещины гидроразрыва в сильно неоднородном пласте возможно ошибки в оценке длины, формы и ширины трещины, а также технологического эффекта от ГРП.

Максимальная глубина залегания объекта разработки с применением ГРП определяется техническими возможностями комплекта оборудования для гидроразрыва, прочностью закрепляющего материала. При применении кварцевого песка глубина залегания объекта разработки не должна превышать 3500 - 3800м. Применение закрепляющего материала более высокой прочности увели-

чивает максимально допустимую глубину объекта разработки с применением ГРП.

Все выше перечисленные условия эффективного применения ГРП с учетом низкой продуктивности (приемистости) скважин наталкивают на необходимость применения ГРП на Арланском месторождении.

Применение ГРП на месторождении должно удовлетворять следующим критериям:

Стадия истощения пласта.

При сильном истощении гидроразрыв нецелесообразен. Однако гидроразрыв может принести заметную пользу и в таких пластах путём фильтрации нефти при гравитационном режиме.

Сцементированность и состав (вещественный) коллектора.

Гидроразрыв успешен в известняках, доломитах, песчаниках и коллекторах смешанного состава. Хотя в несцементированных породах он обычно не рассматривается, есть успешные примеры.

Проницаемость коллектора.

Рекомендуется обрабатывать низкопроницаемые пласты.

Толщина коллектора. На современном уровне (мощная техника) толщина имеет второстепенное значение.

Предыдущие обработки. Если повторная операция сможет усилить масштабы воздействия (глубину, количество трещин, например), то она имеет смысл.

Изолированность зоны предстоящего воздействия. Жидкость разрыва пойдёт по пути наименьшего сопротивления. Если вместо продуктивного пласта трещина пройдёт по цементу, глине и т.п., то эффективности не будет.

История эксплуатации скважины.

Пригодны скважины, как со сравнительно гладкой, ровной, так и с крутой кривой истощения.

История эксплуатации окружающих скважин.

Если продуктивность данной скважины ниже, чем у окружающих, она хороший кандидат для ГРП.

Расположение водонефтяного контакта.

Создание или продление трещин в водонасыщенную зону приводит к росту дебитов воды без увеличения дебита нефти. Опыт показал, что вертикальные трещины создаются неуправляемо и могут протянуться на много метров вглубь водоносной зоны под продуктивным пластом.

Результаты ГРП на месторождениях, разрабатываемых при естественном водонапорном режиме или при заводнении, показывают, что неблагоприятные последствия такого гидроразрыва наиболее значительны для пластов, работающих под воздействием подпора подошвенных вод или, когда такие воды просто присутствуют. Следует приложить специальные усилия, чтобы избежать трещин, проникающих в глубь водяной зоны.

Основа технологии ГРП состоит в том, что посредством закачки жидкости при высоком давлении происходит раскрытие естественных или образование искусственных трещин в продуктивном пласте и при дальнейшей закачке песчано-жидкостной смеси или кислотного раствора расклинивание образовавшихся трещин с сохранением их высокой пропускной способности после окончания процесса и снятия избыточного давления. На (рисунке 2) показана технологическая схема гидравлического разрыва пласта. О раскрытии естественных или образовании искусственных трещин в пласте судят по графикам изменения расхода и давления при осуществлении процесса. Образование искусственных трещин на графике характеризуется падением давления при постоянном темпе закачки, а при раскрытии естественных трещин расход жидкости разрыва растет непропорционально росту давления. Отечественная технология проведения ГРП предусматривает закачкой 5 – 50 м жидкости разрыва при темпе нагнетания не менее 2 $м^3$/мин достигается развитие образованных или раскрытых трещин. В качестве жидкостей разрыва для водо - нагнетательных скважин используют закачиваемую воду, раствор сульфит - спиртовой

барды или воду с ПАВ и воду, загущенную полимерами, а для нефтедобывающих – нефть, эмульсию или специальные жидкости для гидроразрыва пласта. В настоящее время в России широко применяется зарубежная технология проведения ГРП, которая предусматривает использование в качестве материала для закрепления трещин искусственный материал – проппант.

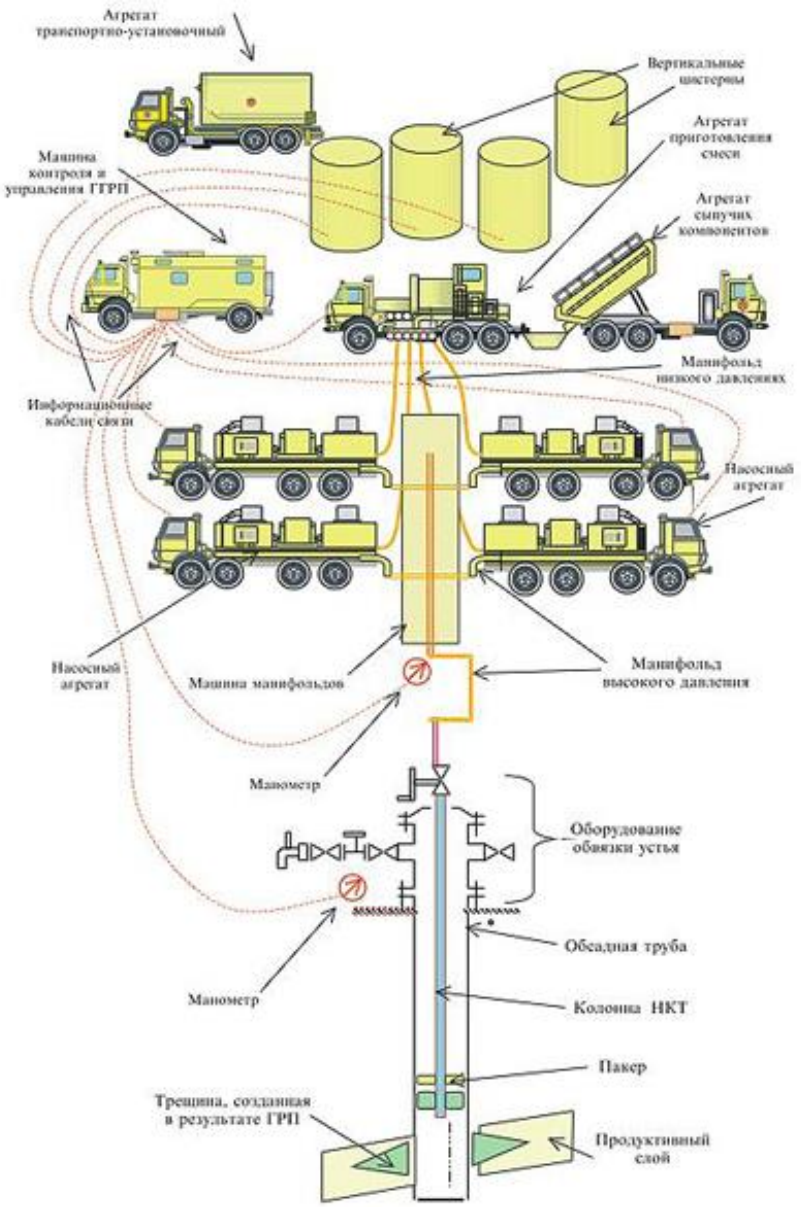


Рисунок 2 – Технологическая схема ГРП.

На Арланском месторождении ГРП применяют как при освоении скважин после бурения, так и в скважинах, находящихся в эксплуатации. На (ри-

сунке 3) приведена диаграмма, характеризующая количество проведенных ГРП с 2009 по 2013 г.

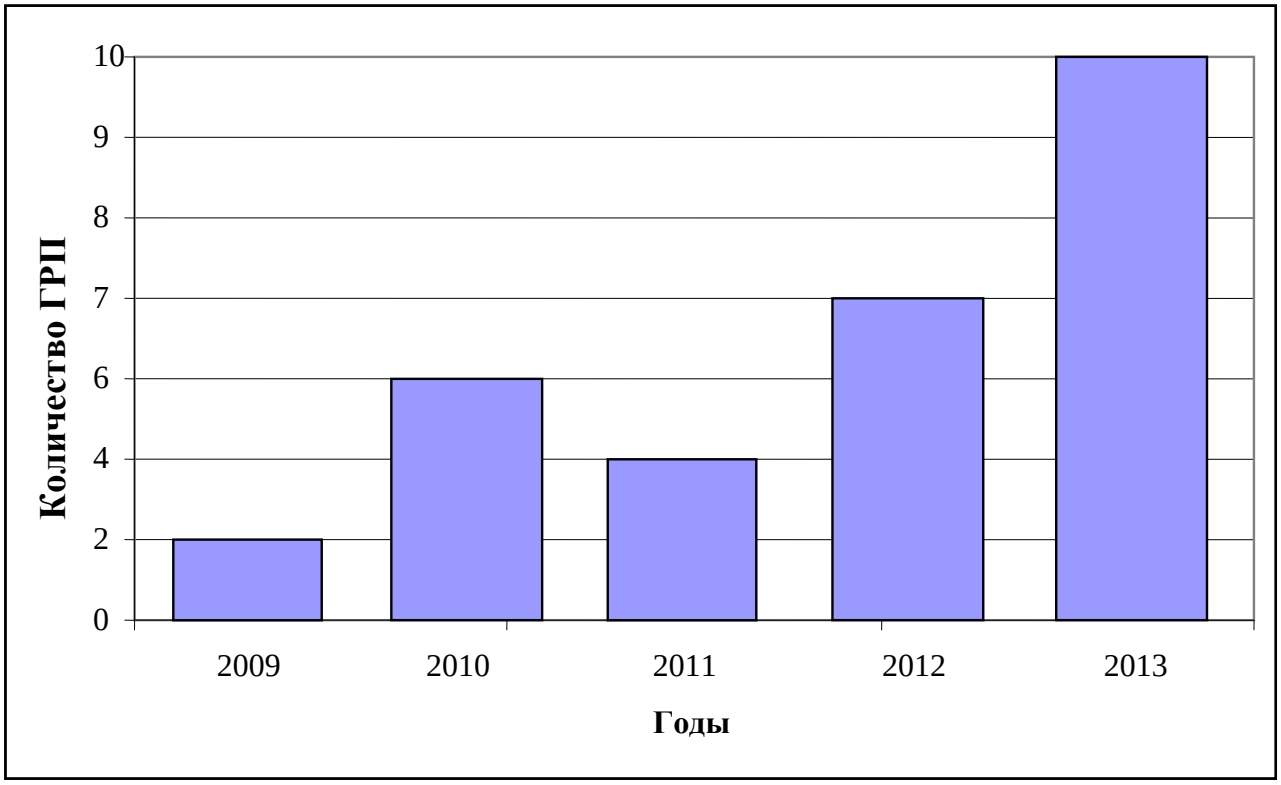


Рисунок 3 – Количество проведенных ГРП с 2009 по 2013 г.

Из (рисунке 3) видно, что за период с 2009 по 2013г. включительно проведено 29 скважино - операций. Дополнительная добыча, оцененная НГДУ "Арланнефть" за счет применения ГРП на 01.01.2013 равна 6,702 тыс. т нефти, что составляет 4,4% от накопленной ее добычи с начала разработки.

На Арланском месторождении в основном используются жидкости разрыва на водной основе.

Расклинивание выполняется с целью поддержать проницаемость, созданную путем гидроразрыва. Проницаемость трещины зависит от ряда взаимосвязанных факторов:

1) типа, размера и однородности проппанта;

2) степени его разрушения или деформации;

3) количества и способа перемещения проппанта.

На Арланском месторождении применяются два типа керамических проппантов: агломерированный боксит и проппанты промежуточной прочности. Реже применяются керамики низкой плотности. Эти проппанты изготавливаются так же, как и другие керамики. Главное их отличие - состав. Они содержат 49% Al_2O_3, 45% SiO_2, 2% TiO_2 и следы других оксидов. Плотность этих проппантов равна 2,72, то – есть они наиболее распространенные проппанты благодаря их цене, прочности плотности, близкой к плотности песка. По технологическим схемам проведения различают однократный, направленный (поинтервальный) и многократный ГРП.

При однократном гидроразрыве под давлением закачиваемой жидкости оказываются все вскрытые перфорацией пласты одновременно, при направленном – лишь выбранный пласт или пропласток (интервал), имеющий, например, заниженную продуктивность, а при многократном ГРП осуществляется воздействие последовательно на каждый в отдельности пласт или пропласток.

Оборудование, применяемое при ГРП делится на наземное и глубинное . Наземное оборудование: установки подъемные; насосные установки; пескосмесительные установки; автоцистерны; блок манифольдов; станция контроля; устьевая арматура.

Технология ГРП включает следующие операции: промывку скважины; спуск в скважину высокопрочных НКТ с пакером и якорем на нижнем конце; обвязку и опрессовку на определение приемистости скважины закачкой жидкости; закачку по НКТ в пласт жидкости - разрыва, жидкости - песконосителя и продавочной жидкости; демонтаж оборудования и пуск скважины в работу.

Проектирование технологии ГРП в основном сводится к следующему. Применительно к конкретным условиям выбирают технологическую схему процесса, рабочие жидкости и расклинивающий агент. При однократном ГРП, исходя из опыта, принимают 5-10т песка. Концентрацию песка в носителе устанавливают в зависимости от ее удерживающей способности. При использо-

вании воды она составляет 40-50кг/м^3. Тогда по количеству и концентрации песка рассчитывают количество жидкости-песконосителя. На основании опытных данных обычно используют 5-10 м^3 жидкости - разрыва. Объем продавочной жидкости равен объему обсадной колонны и труб, по которым проводится закачка в пласт жидкости-песконосителя.

Для проведения ГРП скважина соответствующим образом оборудуется. К ее устью подключаются высокопроизводительные насосы, способные развить необходимое избыточное давление. Внутрь обсадных труб опускаются насосно-компрессорные трубы, оборудованные в нижней части пакером. Затрубное пространство обсадной колонны выше интервала ГРП должно бать надежно зацементировано. Специальные агрегаты и технические средства, применяемые при ГРП Организация гидроразрыва состоит в приготовлении соответствующих реагентов в качестве жидкости гидроразрыва и последующей закачки ее в продуктивную зону с низким расходом и под высоким давлением с тем, чтобы расклинить породу, образовать в результате трещину как результат гидравлического воздействия. Прежде всего, чистая жидкость (буфер) закачивается в скважину для инициирования трещин и ее продвижения в пласте. После этого суспензия продолжает развивать трещину.

Подготовка жидкости ГРП производится на кусту скважин, непосредственно перед закачкой ее в пласт. Система подготовки жидкости ГРП включает: песковоз, ёмкость с нефтью или дизтопливом, смесительный агрегат (блендер). Обвязка системы имеет 1,5-кратный запас прочности.

Перед началом ГРП, оборудование и обвязка опрессовываются на рабочее давление. Управление непосредственно ГРП (насосными агрегатами) осуществляется через компьютерный центр, который имеет автоматическую защиту от возможных аварий (порывов обвязки). В случае аварии компьютерный центр автоматически отключает насосы, обратные клапана обвязки закрывают обратное течение жидкости у скважины и перед каждым насосным агрегатов. Сброс давления производится в вакуумную установку, входящую в комплект

оборудования ГРП и постоянно включенную в обвязку. Эта же вакуумная установка собирает остатки жидкости в обвязке и насосах после ГРП, с целью исключения проливов на почву при демонтаже линий. Сброс давления из затрубного пространства производится в емкость ЦА-320, постоянно подключенной к устью скважины через крестовину фонтанной арматуры.

Подземное оборудование, применяемое при ГРП.

При проведении ГРП в качестве подземного оборудования используются гладкие, высокогерметичные НКТ типа НКМ из стали групп прочности “К”,”Е”,”Л”,”М”,”Р”, по ГОСТ 633-80 условным диаметром 73 и 89 мм и толщиной стенки 7 и 8 мм.

Гидроразрыв может производиться с пакером, установленным на 30-50 м выше интервала перфорации и без пакера. В последнем случае возможно производить закачку жидкости разрыва через НКТ и без использования НКТ, если обсадная колонна обладает достаточным запасом прочности. Преимущество безпакерного ГРП в том, что по величине затрубного давления можно контролировать давление создаваемое на забое скважины. При производстве гидроразрыва с использованием пакера в затрубном пространстве создается давление около 50 атм. для более прочной посадки пакера.

Пакеры спускают в скважину на колонне подъемных труб. Для раздельной эксплуатации двух пластов одной скважиной по параллельным рядам подъемных труб созданы двухпроходные пакера.

К пакерам предъявляются следующие основные требования:

- пакер должен выдерживать максимальный перепад давлений, действующий на него в экстремальных условиях и называемый «рабочим давлением»;
- пакер должен иметь наружный диаметр, обеспечивающий оптимальный зазор между ним и стенкой эксплуатационной колонны труб, с которой он должен создать после посадки герметичное соединение.

На (рисунке 4) представлена однопакерная компоновка для ГРП.

Однопакерная компоновка для ГРП применяется для проведения ГРП, в том числе большеобъемных (ГРПБ) в эксплуатационных колоннах с условным наружным диаметром труб 140 - 178 мм при перепадах давления до 100 МПа.

Применение данной компоновки позволяет проводить ГРП с минимальной вероятностью осложнений как в процессе спуска - подъема компоновки, так и при проведении самой операции.

Рисунок 4 - Однопакерная компоновка для большеобъемного ГРП (на 100 МПа)

Для отсоединения колонны труб от пакера и повторного соединения ее с пакером применяются разъединители колонн типов РК, 3РК и 4РК, устанавливаемые над пакером. В оставляемую с пакером часть разъединителя перед разъединением при помощи канатной техники устанавливается пробка, перекрыва-

ющая пласт, а извлекаемая часть разъединителя поднимается вместе с колонной труб.

2.3. Проектирование технического решения для реализации на Арланского месторождения

Для проведения ГРП на Арланском месторождении предпочтение отдается скважинам, удовлетворяющим установленным нижеперечисленным критериям. Последние в комплексе позволяют с высокой вероятностью обеспечить интенсификацию добычи нефти. В зависимости от начальной проницаемости пласта и состояния призабойной зоны скважины критерии сгруппированы по двум нижеследующим позициям.

1**.** Коллектора низкопроницаемые (ГРП обеспечивает увеличение фильтрационной поверхности), при этом должны соблюдаться следующие критерии.

1.1. эффективная толщина пласта не менее 5 м;

1.2. отсутствие в продукции скважин газа из газовой шапки, а также закачиваемой или законтурной воды;

1.3. продуктивный пласт, подвергаемый ГРП, отделен от других проницаемых пластов непроницаемыми разделами, толщиной более 8-10м;

1.4. удаленность скважины от ГНК и ВНК должна превышать расстояние между добывающими скважинами;

1.5. накопленный отбор нефти из скважины не должен превышать 20% от удельных извлекаемых запасов;

1.6. расчлененность продуктивного интервала (подвергаемого ГРП) - не более 3-5;

1.7. скважина должна быть технически исправна, как состояние эксплуатационной колонны так и сцепление цементного камня с колонной и породой должно быть удовлетворительным в интервале выше и ниже фильтра на 50м

1.8. проницаемость пласта не более 0,03 мкм^2 при вязкости нефти в пластовых условиях не более 5 МПа×с.

2. Гидравлический разрыв пласта в коллекторах средней и низкой проницаемости для интенсификации добычи нефти за счет ликвидации повышенных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне.

2.1. начальная продуктивность скважины значительно ниже продуктивности окружающих скважин;

2.2. наличие скин - эффекта на КВД;

2.3. обводненность продукции скважин не должна превышать 20%;

2.4. продуктивность скважины должна быть ниже или незначительно отличаться от проектно-базовой.

Как следует из вышеизложенного, приведенные критерии позволяют провести разностороннюю предварительную экспертную оценку каждой скважины с технической, технологической и геолого-промысловой позиций.

При неукоснительном их исполнении с высокой вероятностью просматривается технологическая успешность операций ГРП и соответствующее получение дополнительной добычи нефти. Реализуемый объем последней безусловно должен компенсировать материальные затраты на проведение ГРП.

Проектируемая программа работ по гидроразрыву пласта:

1. Остановка скважины. Стравливание давления. Подготовка к глушению скважины.
2. Проведение инструктажа по проведению работ и ТБ.
3. Завоз оборудования для глушения скважин и материалов на место проведения работ и глушение скважины
4. Подписание акта приемки куста.
5. Проведение инструктажа по проведению работ и ТБ.
6. Проверка на проявление на устье скважины
7. Монтаж подъемника КРС и соответствующего оборудования.
8. Инструктаж по ТБ перед началом работ.

9. Проверка на проявление на устье скважины, демонтаж фонтанной арматуры.
10. Монтаж ПВО и испытание
11. Подъем НКТ и внутрискважинного оборудования из скважины.
12. Завоз на место проведения работ НКТ 73мм. Спуск пера, скрепера и шаблона до заданной глубины. Промывка скважины и подъем компоновки.
13. Инструктаж по ТБ и производственный инструктаж.
14. Монтаж геофизической установки (обеспечивается НГДУ) и проведение геофизических работ (АКЦ и термометрия) если будет необходимо
15. Привязка каротажа и перфорация/ доп. перфорация интервалов указанных в плане – работ . При доп. перфорации использовать перфораторы с плотностью от 10 до 20 отверстий на метр и фазировкой 60 или 90 градусов. Демонтаж геофизического подъемника. Геофизический подъемник и перфорационное оборудование и инструмент обеспечивается НГДУ.
16. Завоз НКТ 88,9мм на место проведения работ.
17. Монтаж забойного оборудования для проведения ГРП.
18. Спуск пакера с пером до заданной глубины.
19. Демонтаж ПВО и установка головки ГРП.
20. Устанавливается пакер, проверяется необходимый зазор, сажается головка ГРП на сжатие 10 тонн.
21. Демонтаж подъемника и освобождение места для ГРП.
22. Завоз крана для работы геофизической партии на место проведения работ и установка геофизического оборудования для термометрии после мини ГРП. (кран, геофизический подъемник и оборудование, инструмент предоставляется НГДУ) .Монтаж оборудования для проведения ГРП.
23. Бригада ГРП производит мини ГРП на первой скважине.
24. Монтаж геофизического подъемника (обеспечивается НГДУ) и проведение 2-ойтермометрии. Демонтаж геофизического подъемника.
25. Проведение ГРП согласно утвержденной Программы ГРП.

26. Демонтаж оборудования ГРП и передача скважины бригаде КРС.
27. Проводится инструктаж по ТБ и производственный инструктаж.
28. Трубное давление не должно превышать 45 атмосфер. При необходимости стравить.
29. Монтаж подъемника и вспомогательного оборудования.
30. Проведение инструктажа по ТБ. Если проппант остался в НКТ в зависимости от ситуации будет принято решение о подъеме НКТ вместе с проппантом или о спуске 48 мм НКТ и очистке НКТ 88.9 мм до подъема подвески.
31. Трубное давление не должно превышать 45 атмосфер
32. Поднять ГРП головку с подвеской, уравнять давления, и сорвать пакер.
33. Посадить головку ГРП и произвести обратную промывку до чистого.
34. Проверить на проявление и снять головку ГРП. Установить ПВО и испытать в соответствии с требованиями
35. Поднять из скважины пакер и НКТ.
36. Спустить перо на НКТ 73 мм до забоя.
37. Промыть скважину обратной циркуляцией и поднять подвеску НКТ .
38. Спустить в скважину 73 мм НКТ для проведения испытания .
39. Демонтировать ПВО, установить фонтанную арматуру с представителем НГДУ.
40. Провести паровую обработку устья скважины и демонтировать подъемник.
41. Передать скважину НГДУ.

2.4. Определение технологической эффективности при реализации технологии ГРП

2.4.1. Исходные данные для определения технологической эффективности ГРП

С целью интенсификации добычи нефти и поддержания дебитов скважин на уровне проекта на Арланском месторождении проводятся ГРП.

В качестве примера произведем расчет процесса ГРП по скважине № 10300.

В качестве расклинивающего агента примем песок с диаметром частиц 0,8 – 1,2 мм. В качестве жидкости разрыва и жидкости - песконосителя используем загущенную нефть с добавкой асфальтита плотностью $\rho_н$ = 930 кг/м^3, вязкостью μ = 200 мПа·с. Показатели для проведения расчетов, принимаемые в качестве исходных данных представлены в таблице 14. Количество жидкости разрыва не поддается точному расчету. Оно зависит от вязкости жидкости разрыва и ее фильтруемости, проницаемости пород ПЗП (с учетом естественной трещиноватости), темпа закачки жидкости и давления разрыва. По данным объем жидкости разрыва изменяется от 5до 10 м^3.

2.4.2. Выбор метода определения технологической эффективности ГРП

В соответствии с принятой в настоящее время классификацией современных методов увеличения нефтеотдачи пластов гидроразрыв относится к группе физических методов.

Технологическая эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи характеризуется:

- дополнительной добычей нефти за счет повышения нефтеотдачи пласта;

- текущей дополнительной добычей нефти за счет интенсификации отбора жидкости из пласта;

- сокращением объема попутно добываемой воды. Дополнительно добытая нефть за установленный период времени определяется арифметической разностью между фактической скважин с ГРП и расчетной добычей без проведения ГРП (базовая добыча).

При подсчете добычи нефти за истекший период основная задача заключается только в правильном определении базовой добычи нефти.

Одним из методов является повариантный расчет технологических показателей разработки, базирующийся на физически содержательных математических моделях. В этом случае достаточно надежная адаптация расчетных показателей к фактическим возможна при наличии исходных физических параметров и длительной истории эксплуатации. При надежной адаптации метод позволяет определять изменения добычи по группам скважин, залежам и особо привлекателен возможностью количественной оценки взаимовлияния (интерференции) скважин. Точность результатов зависит как от надежности и полноты исходной информации, так и возможностей математической модели.

Что касается расчетных методов оценки, то, исходя из конкретной ситуации, необходимо отметить следующее. Скважины с ГРП рассредоточены практически по всей территории крупного месторождения. Создание расчетной модели объектов даже по отдельным площадям сопряжено с огромным объемом работ и задействованием мощной вычислительной техники. К тому же, к настоящему времени по скважинам имеется очень скудная геолого-физическая и геолого-промысловая информация, часть которой подвержена изменениям в процессе эксплуатации скважин, во времени. В итоге, в значительной мере затрудняется адаптация расчетной модели и получения надежных прогнозных технологических показателей разработки. При этом представляется, что результаты наиболее приемлемы или страдают наименьшей погрешностью для относительных оценок взаимовлияния скважин, т.е. их интерференции.

В заключении можно отметить, что ГРП позволяет решать следующие задачи:

1) повышение продуктивности (приемистости) скважины при наличии загрязнения призабойной зоны или малой проницаемости коллектора;

2) расширение интервала притока (поглощения) при многопластовом строении объекта;

3) интенсификация притока нефти, например, с использованием гранулированного магния; изоляция притока воды; регулирование профиля приемистости и т.д.

Для определения технологической эффективности ГРП сделаем прогнозную оценку дополнительной добычи нефти, выполним технологические расчеты оборудования, технологических жидкостей и самого процесса ГРП. Воспользуемся для анализа информацией по скважинам с уже проведенными ГРП (см. табл. 6).

Количество жидкости - песконосителя зависит от свойств этой жидкости (вязкость, фильтруемость и пескоудерживающая способность), количества закачиваемого в пласт песка и его концентрации. Общее количество песка определяется суммарным объемом полученных вновь и расширенных естественных трещин плюс объем имеющихся в отдельных случаях каверн и пустот. Но эти объемы не поддаются заранее даже приближенному расчету, а поэтому нельзя определить расчетом количество потребного песка.

Таблица 6 - Показатели по скважинам Арланского месторождения до и после ГРП

№ скв.	Объект, пласт	Дата проведения ГРП	Текущие показатели эксплуатации			Показатели после проведения ГРП			Прирост		Время работы после ГРП, сут.	Показатели после проведения ГРП из расчёта на условный год	
			Дебит нефти, т/с	Дебит жид., т/с	Обводн., %	Дебит нефти, т/с	Дебит жид., т/с	Обводн., %	Дебит нефти, т/с	Дебит жид., т/с		Дополн. добыча нефти, т	Дополнит. добыча жидкости, т
10300	CIII CVI	07.08.2012	1,7	2,0	5,0	4,0	5,0	10,0	2,3	3,0	912,0	2097,6	2736,0
2961	CIII, CV	23.07.2012	1,0	1,2	4,5	3,4	4,1	6,7	2,4	2,9	491,0	1178,4	1423,9
2927	CIII	26.12.2012	0,4	0,5	2,7	3,0	3,5	5,7	2,6	3,0	506,0	1315,6	1518,0
2913	CIII	31.10.2012	0,8	0,9	6,5	2,6	3,1	7,3	1,8	2,2	522,0	939,6	1148,4
2963	CIII, CV	14.10.2012	1,1	1,4	6,0	1,7	2,0	7,0	0,6	0,6	498,0	298,8	298,8
2762	CIII	25.11.2012	2,8	3,0	6,7	5,7	7,0	8,0	2,9	4,0	153,0	448,5	612,0
2703	CIII, CIV	30.11.2012	2,7	3,0	10,0	5,5	7,0	12,0	2,8	4,0	152,0	422,9	608,0
Итого			10,5	12,0		25,9	31,7		15,4	19,7		6701,5	8345

Содержание песка в жидкости разрыва определяется ее вязкостью.

Глубина скважины H = 1550 м; диаметр эксплуатационной колонны D = 0,146 м; эффективная толщина пласта h = 5,2 м; пластовое давление $P_{пл}$ = 17,65 МПа; средняя проницаемость пласта CVI, CIII k = $0{,}0076 \cdot 10^{-12}$ м^2; радиус контура питания $R_к$ = 355 м; модуль упругости пород E = 10^4 МПа.

Давление разрыва определяется по формуле [9]:

$$P_р = P_{гв} - P_{пл} + \sigma_p, \qquad (1)$$

где$P_{гв}$ - вертикальная составляющая горного давления, МПа;

$P_{пл}$ - пластовое давление, МПа;

$P_р$ – давление расслоения пород, $P_р$ = 1,5 – 3 МПа.

$$P_{гв} = H \cdot \rho_п \cdot g, \qquad (2)$$

где H – глубина залегания продуктивного пласта, м;

$\rho_п$ – средняя плотность вышележащих пород, $\rho_п$=2600 кг/м^3;

g – ускорение свободного падения, м/с^2.

$$P_{гв} = 1550 \cdot 2600 \cdot 9{,}81 = 65{,}04 \text{ МПа},$$

тогда $P_р$ будет равно

$$P_р = 65{,}04 - 17{,}65 + 2 = 49{,}39 \text{ МПа}$$

Горизонтальная составляющая горного давления определяется по формуле

$$P_г = \frac{P_{гв} \cdot v}{(1 - v)}, \qquad (3)$$

где v – коэффициент Пуассона, v = 0,3.

$$P_г = \frac{65{,}04 \cdot 0{,}3}{(1 - 0{,}3)} = 27{,}87 \text{ МПа}.$$

В подобных случаях при ГРП следует ожидать образования вертикальной трещины.

Определим оптимальную концентрацию песка в зависимости от скорости осаждения зерен песка в рабочей жидкости по эмпирической формуле [10, 11]

$$C_п = \frac{4000}{V_{осажд}}, \qquad (4)$$

где $C_п$ – концентрация песка, кг/м^3;

$V_{осажд.}$ – скорость осаждения зерен песка диаметром 0,8 мм, м/ч. В данном случае при вязкости жидкости - песконосителя μ = 200МПа·с, скорость осаждения зерен песка составляет $V_{осажд.}$ = 13 м/ч.

$$C_п = \frac{4000}{13} = 307{,}7 \text{ кг/м}^3$$

Таким образом содержание песка $C_п$ = 307,7 кг/м^3, плотность песка принимаем равным $\rho_{пес}$ = 2500 кг/м^3, темп закачки Q = 15 л/с.

Массу песка определим по формуле

$$m_п = C_п \cdot V_ж = 307{,}7 \cdot 10 = 3077 = 3{,}1 \text{ т} \qquad (5)$$

Запроектируем, что при ГРП непрерывно закачивают жидкость разрыва в объеме $V_ж$ = 1 м^3. Для определения параметров трещины используем формулы, вытекающие из упрощенной методики Ю.П. Желтова. Оценим сначала ширину трещины после закачки $V_ж$ = 1 м^3 жидкости разрыва, для чего определим давление на забое $P_{заб}$ по формуле [12]

$$\frac{P_{заб}}{P_г}\left(\frac{P_{заб}}{P_г}-1\right)^3=\frac{5{,}25\cdot E^2\cdot Q\cdot\mu}{\left(1-v^2\right)^2\cdot P_г^3\cdot V_ж}, \tag{6}$$

$$\frac{P_{заб}}{P_г}\left(\frac{P_{заб}}{P_г}-1\right)^3=\frac{5{,}25\cdot\left(10^{10}\right)^2\cdot 15\cdot 10^{-3}\cdot 200\cdot 10^{-3}}{\left(1-0{,}3^2\right)^2\cdot\left(27{,}87\cdot 10^6\right)^3\cdot 1}=8{,}8\cdot 10^{-5}.$$

$$\frac{P_{заб}}{P_г}=\sqrt[3]{\left(\frac{P_{заб}}{P_г}\left(\frac{P_{заб}}{P_г}-1\right)^3\right)}+1, \tag{7}$$

$$\frac{P_{заб}}{P_г}=\sqrt[3]{\left(8{,}8\cdot 10^{-5}\right)}+1=1{,}044$$

$$P_{заб}=P_г\cdot\frac{P_{заб}}{P_г}=27{,}87\cdot 1{,}044=29{,}1\,\text{МПа} \tag{8}$$

Длина трещины после закачки $V_ж$ = 1 м^3

$$l=\sqrt{\frac{V_ж\cdot E}{5{,}6\cdot\left(1-v^2\right)\cdot h\cdot\left(P_{заб}-P_г\right)}}, \tag{9}$$

$$l=\sqrt{\frac{1\cdot 10^{10}}{5{,}6\cdot\left(1-0{,}3^2\right)\cdot 5{,}2\cdot\left(29{,}1-27{,}87\right)\cdot 10^6}}=17{,}52\,\text{м}.$$

Раскрытость или ширина трещины

$$\omega = \frac{4 \cdot \left(1 - v^2\right) \cdot l \cdot \left(P_{заб} - P_г\right)}{E}, \qquad (10)$$

$$\omega = \frac{4 \cdot \left(1 - 0{,}3^2\right) \cdot 17{,}52 \cdot \left(29{,}1 - 27{,}87\right) \cdot 10^6}{10^{10}} = 0{,}008 м = 8\,мм$$

Судя по полученному результату можно сделать вывод, что раскрытость трещины вполне достаточна, чтобы песок фракции 0,8 – 1,2 мм поступал в нее при закачке следующей порции жидкости разрыва (10 м^3), являющейся одновременно и жидкостью-песконосителем.

Объемная доля песка в смеси

$$n_0 = \frac{\dfrac{C_п}{\rho_{пес}}}{\dfrac{C_п}{\rho_{пес}} + 1} = \frac{\dfrac{307{,}7}{2500}}{\dfrac{307{,}7}{2500} + 1} = 0{,}110 \qquad (11)$$

Вязкость жидкости-песконосителя определяется по формуле

$$\mu_ж = \mu \cdot \exp\left(3{,}18 \cdot n_0\right) = 200 \cdot \exp\left(3{,}18 \cdot 0{,}110\right) = 283{,}7\,6\,мПа{\cdot}с \qquad (12)$$

Давление на забое скважины в конце гидроразрыва (после закачки 10 м^3 жидкости в трещину) определяется по формулам (6, 8)

$$\frac{P^*_{заб}}{P_г}\left(\frac{P^*_{заб}}{P_г} - 1\right)^3 = \frac{5{,}25 \cdot \left(10^{10}\right)^2 \cdot 15 \cdot 10^{-3} \cdot 283{,}76 \cdot 10^{-3}}{\left(1 - 0{,}3^2\right)^2 \cdot \left(27{,}87 \cdot 10^6\right)^3 \cdot 10} = 1{,}25 \cdot 10^{-5},$$

$$\frac{P^*_{заб}}{P_г} = \sqrt[3]{\left(1{,}25 \cdot 10^{-5}\right)} + 1 = 1{,}023,$$

$$P^*_{заб} = 27{,}87 \cdot 1{,}023 = 28{,}51\,МПа$$

Длину трещины находим по формуле (4.9)

$$l^* = \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10}}{5{,}6 \cdot \left(1 - 0{,}3^2\right) \cdot 5{,}2 \cdot \left(28{,}51 - 27{,}87\right) \cdot 10^6}} = 76{,}79\,м$$

Ширину трещины – по формуле (4.10)

$$\omega^* = \frac{4 \cdot \left(1 - 0{,}3^2\right) \cdot 76{,}79 \cdot \left(28{,}51 - 27{,}87\right) \cdot 10^6}{10^{10}} = 0{,}018\,м = 18\,мм$$

Жидкость-песконоситель распространяется в трещине на расстоянии от скважины, примерно равном 90% ее длины, т.е.

$$l_1 = 0{,}9 \cdot l = 0{,}9 \cdot 76{,}79 = 69{,}111\,м. \qquad (13)$$

После снятия давления трещина закрывается не полностью на интервале, в котором находилась жидкость-песконоситель. Принимая пористость песка в трещине после ее закрытия m=0,3, определим остаточную ширину трещины

$$\omega_1 = \frac{\omega \cdot n_0}{1 - m} = \frac{0{,}018 \cdot 0{,}110}{1 - 0{,}3} = 0{,}0028\,м. \qquad (14)$$

Проницаемость трещины такой ширины

$$k_{тр} = \frac{\omega_1^2}{12} = \frac{0{,}0028^2}{12} = 0{,}653 \cdot 10^{-6}\ м^2. \qquad (15)$$

Средняя проницаемость в призабойной зоне при вертикальной трещине определяется по формуле

$$k_1 = \frac{(\pi \cdot D - \omega_1) \cdot k + \omega_1 \cdot k_т}{\pi \cdot D}, \qquad (16)$$

$$k_1 = \frac{(3{,}14 \cdot 0{,}146 - 0{,}0028) \cdot 0{,}00763 \cdot 10^{-12} + 0{,}0028 \cdot 0{,}653 \cdot 10^{-6}}{3{,}14 \cdot 0{,}146} = 0{,}4 \cdot 10^{-8}\ м^2.$$

Средняя проницаемость пласта при наличии вертикальной трещины будет уменьшаться с возрастанием расстояния от скважины. При ее оценке примем ширину трещины после смыкания одинаковой на любом расстоянии от скважины, а ее проницаемость неизменной. Тогда по формуле (16) средняя проницаемость на расстоянии 1 м от скважины будет

$$k_1^* = \frac{(3{,}14 \cdot 1{,}146 - 0{,}0028) \cdot 0{,}00763 \cdot 10^{-12} + 0{,}0028 \cdot 0{,}653 \cdot 10^{-6}}{3{,}14 \cdot 1{,}146} = 0{,}51 \cdot 10^{-9}\ м^2,$$

а на расстоянии, равном радиусу раскрытости l_1 трещины

$$k_1^{**} = \frac{(3{,}14 \cdot 69{,}111 - 0{,}0028) \cdot 0{,}00763 \cdot 10^{-12} + 0{,}0028 \cdot 0{,}653 \cdot 10^{-6}}{3{,}14 \cdot 69{,}111} = 0{,}84 \cdot 10^{-11}\ м^2.$$

Как видно из расчетов, в области распространения трещины, средняя проницаемость превышает проницаемость пласта. Поэтому приток в скважину будет в основном происходить по трещине с направления, в котором трещина получила развитие.

Гидроразрыв будем проводить через насосно-компрессорные трубы с внутренним диаметром d = 0,073 м, изолируя продуктивный пласт пакером с гидравлическим якорем.

2.4.3. Расчет технологической эффективности при реализации ГРП

1. Определим технологические параметры ГРП.

1) Потери давления на трение при движении жидкости-песконосителя по НКТ.

Плотность жидкости-песконосителя

$$\rho_{ж} = \rho_{н}(1 - n_0) + \rho_{пес} \cdot n_0 = 930 \cdot (1 - 0{,}110) + 2500 \cdot 0{,}110 = 1102{,}7 \text{ кг/м}^3 \qquad (17)$$

Число Рейнольдса

$$Re = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho_{см}}{3{,}14 \cdot d \cdot \mu_{см}} = \frac{4 \cdot 15 \cdot 10^{-3} \cdot 1102{,}7}{3{,}14 \cdot 0{,}073 \cdot 283{,}76 \cdot 10^{-3}} = 1017{,}2 \qquad (18)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = \frac{64}{Re} = \frac{64}{1017{,}2} = 0{,}063 \qquad (19)$$

По Ю.В. Желтову, при наличии песка в жидкости при Re> 200 происходит ранняя турбулизация потока, и потери на трение при Re = 1017,2 и n_0 = 0,110 возрастают в 1,52 раза

$$P_{тр} = 1{,}52 \cdot \lambda \cdot \frac{16 \cdot Q^2 \cdot H}{2 \cdot 3{,}14^2 \cdot d^5} \cdot \rho_{ж}, \qquad (20)$$

$$P_{тр} = 1{,}52 \cdot 0{,}063 \cdot \frac{16 \cdot \left(15 \cdot 10^{-3}\right)^2 \cdot 1550}{2 \cdot 3{,}14^2 \cdot 0{,}073^5} \cdot 1102{,}7 = 23{,}71\,МПа$$

2) Давление, которое нужно создать на устье при гидроразрыве

$$P_у = P_{заб} - \rho_ж \cdot g \cdot H + P_{тр}, \qquad (21)$$

$$P_у = 29{,}1 - \left(1102{,}7 \cdot 9{,}81 \cdot 1550 \cdot 10^{-6}\right) + 23{,}71 = 25{,}23\,МПа$$

3) Предположим, что рабочие жидкости гидроразрыва в скважину закачивают насосными агрегатами 4АН - 700.

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = \frac{P_у \cdot Q}{P_а \cdot Q_а \cdot k_{тс}} + 1 \qquad (22)$$

где $P_а$ – рабочее давление агрегата, МПа;

$Q_а$ – подача агрегата при этом давлении, л/с;

$k_{тс}$ – коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы, $k_{тс}$ = 0,5-0,8.

$$N = \frac{25{,}23 \cdot 15}{51 \cdot 8{,}3 \cdot 0{,}8} + 1 = 2{,}12 \approx 2$$

4) Объем жидкости для продавки жидкости - песконосителя

$$V_п = 0{,}785 \cdot d^2 \cdot H = 0{,}785 \cdot 0{,}073^2 \cdot 1550 = 10{,}67\,м^3. \qquad (23)$$

5) Продолжительность гидроразрыва одним агрегатом при работе его на II скорости

$$t = \frac{V_ж + V_п}{Q_а} = \frac{\left(\frac{10+10,67}{8,3\cdot 10^{-3}}\right)}{60} = 41,51 \text{ мин.} \quad (24)$$

6) Ожидаемый эффект от ГРП предварительно можно определить по приближенной формуле Г.К. Максимовича, в которой радиус скважины r_c после ГРП принимается равным радиусу трещины $R_{тр}$

$$n = \frac{Q_2}{Q_1} = \frac{\lg \frac{R_к}{r_c}}{\lg \frac{R_к}{R_{тр}}} \quad (25)$$

где Q_1 и Q_2 – дебит скважины соответственно до и после гидроразрыва, м^3/сут.

$R_{тр}$ – длина трещины равная l_1 = 69,111 м.

$$n = \frac{\lg \frac{355}{0,073}}{\lg \frac{355}{69,111}} = 5,2$$

$$Q_2 = n \cdot Q_1 = 5,2 \cdot 3,1 = 16,04 \text{ м}^3\text{/сут} \quad (26)$$

Таким образом, после гидроразрыва пласта на скважине можно ожидать увеличение дебита скважины в 5,2 раза.

7) Определим дополнительную добычу жидкости за счет применения ГРП

$$\Delta Q_ж = Q_2 - Q_1 = 16,04 - 3,1 = 12,94 \text{ м}^3\text{/сут} \quad (27)$$

8) Доля нефти в добываемой жидкости определяется по формуле

$$\Delta Q_н = (\Delta Q_ж - \Delta Q_в) \cdot \rho_н \quad (28)$$

где $\Delta Q_в$ – доля воды в добываемой жидкости, м^3/сут;

$\rho_ж$ – плотность нефти, кг/м^3.

$$\Delta Q_в = \frac{\Delta Q_ж \cdot n_в}{100}, \quad (29)$$

где $n_в$ – объемная обводненность после проведения ГРП, %. После проведения ГРП в различных скважинах по пласту CIII, CIV, CV объемная обводненность в среднем возрастала в 1,5 – 2,0 раза, так до обработки она составляла 6,2%.

$$\Delta Q_в = \frac{12{,}94 \cdot 24{,}8}{100} = 3{,}22 \text{ м}^3\text{/сут},$$

$$\Delta Q_н = (12{,}94 - 3{,}22) \cdot 0{,}767 = 7{,}48 \text{ т/сут}$$

В результате проведенных расчетов были спрогнозированы: дополнительная добыча жидкости за счет применения ГРП $\Delta Q_ж$ = 12,94 м^3/сут, а также дополнительная добыча нефти $\Delta Q_н$ = 7,48 т/сут; размеры трещины после ГРП l_1 = 69,111 м, h = 0,018 м; концентрация песка $C_п$ = 307,7 кг/м^3; давление на забое в начале и в конце гидроразрыва – $P_{заб}$ = 29,1 МПа и $P_{заб}$ = 28,51 МПа; давление, которое нужно создать на устье при гидроразрыве $P_у$ = 25,23 МПа и потери давления на трение $P_{тр}$ = 23,71 МПа.

Полученные результаты расчета эффективности гидроразрыва пласта сведем в таблицу 7. По этой же методике были подсчитаны и остальные 6 скважин, на которых предлагается провести ГРП.

Таблица 7 - Результаты прогнозного расчета ГРП по 7 скважинам Арланском месторождении.

ев.	H, м	$P_{пл}$, МПа	k,м^2	$Q_{ж1}$, м^3/сут	h, м	$P_{гв}$, МПа	$P_р$, МПа	$P_г$, МПа	$P_{н.заб}$, МПа	l, м	h, м	$P^*_{к.заб}$, МПа	$l_к.^*$, м	$h_к$
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
00	1550	17,65	$7,6 \cdot 10^{-15}$	3,1	5,2	65,04	49,39	27,87	29,10	17,52	0,008	28,51	76,79	0
1	1556	18,5	$2 \cdot 10^{-15}$	8	3	65,19	48,69	27,94	29,17	14,07	0,006	28,58	61,62	0
7	1544	18	$2,8 \cdot 10^{-15}$	5	4,1	64,88	48,88	27,80	29,05	10,95	0,005	28,45	47,97	0
3	1530	18,5	$3,3 \cdot 10^{-15}$	2	2,5	64,53	48,03	27,65	28,89	15,04	0,007	28,30	65,87	0
3	1535	19	$4 \cdot 10^{-15}$	7	5	64,65	47,65	27,71	28,95	14,07	0,006	28,36	61,62	0
2	1547	18	$2,9 \cdot 10^{-15}$	5,5	3,8	64,57	48,72	27,85	29,15	14,37	0,007	28,48	61,64	0
3	1538	18,5	$3,1 \cdot 10^{-15}$	4,8	3,6	64,55	48,79	27,81	29,11	14,56	0,006	28,52	61,58	0

2. Для функционирования проектируемого оборудования необходимо рассчитать его основные параметры на прочность с учетом требований условий работы.

1) Расчет цилиндра пакера на прочность.

Для проведения расчета на прочность необходимо выбрать формулу по которой будут вестись расчеты. По условию если

$$\frac{r_2}{r_1} > 1{,}15, \tag{30}$$

где r_1 – внешний радиус;

r_2 – внутренний радиус.

то корпус следует рассматривать как толстостенный цилиндр. Если же данное условие не выполняется, то корпус рассчитывается как тонкостенный цилиндр.

Для корпуса цилиндра имеем в наиболее тонком сечении

$$\frac{r_2}{r_1} = \frac{59}{55} = 1{,}08 < 1{,}15$$

Исходя из этого, расчет корпуса цилиндра ведем как для тонкостенного цилиндра.

Расчет корпусов из пластичного материала для тонкостенных цилиндров ведется по формуле

$$\delta_C = \frac{r_1 p_i}{[\sigma_P]}, \tag{31}$$

где δ_C – толщина стенки;

$[\sigma_P]$ – допускаемое напряжение на растяжение. Для стали 45 $[\sigma_P]$=360 МПа;

p_i – максимальная величина давления жидкости. p_i=11 МПа.

Минимальная толщина стенки цилиндра

$$\delta_C = \frac{r_1 p_i}{[\sigma_P]} = \frac{55 \cdot 10^{-3} \cdot 11 \cdot 10^6}{360 \cdot 10^6} = 3{,}43 \text{ мм}$$

Сравниваем с существующей толщиной стенки 4 мм>3,43 мм, что допустимо. Следовательно, цилиндр удовлетворяет условиям прочности.

2) Расчет пакера на герметичность.

При расчете пакера определяют необходимое для герметизации контактное давление, осевую силу, обеспечивающую это давление, оптимальную высоту уплотняющего элемента и длину хода штока пакера.

Контактное давление между обсадной колонной и уплотняющими элементами равно

$$Рк = Ркс + Ркп , \qquad (32)$$

где Ркс и Ркп - контактные давления за счет предварительного сжатия уплотнения и действия перепада давления соответственно.

Резина, применяемая в пакерах, имеет коэффициент Пуассона μ=0,475.

Для определения контактного давления Рк и наименьшей величины осевой силы Q, обеспечивающей герметичное разобщение ствола скважины, используют следующие уравнения, вытекающие из (32)

$$p_k = \frac{\mu_p}{1-\mu_p} \cdot \left[\frac{Q}{F} - G \frac{(R_c^{\,2} - r_ш^{\,2})^3 - \left(R_n^{\,2} - r_ш^{\,2}\right)^3}{(R_c^{\,2} - r_ш^{\,2})^2 (R_n^{\,2} - r_ш^{\,2})} + \Delta p \right]; \qquad (33)$$

$$Q \geq 0{,}111 \Delta p F + GF \cdot \frac{(R_c^{\,2} - r_ш^{\,2})^3 - (R_n^{\,2} - r_ш^{\,2})^3}{(R_c^{\,2} - r_ш^{\,2})^2 (R_n^{\,2} - r_ш^{\,2})} \text{ при } p_k = \Delta p \qquad (34)$$

Где F - площадь поперечного (диаметрального) сечения уплотнительной манжеты;

ΔP- перепад давления у пакера;

G=6МПа-модуль сдвига резины;

Rc=65мм- наружный радиус резины после деформации;

$r_ш$=43мм- внутренний радиус резины;

Rп=59мм- наружный радиус резины до деформации.

Принимаем ΔP=10МПа

$$F=\pi\cdot(D^2н-D^2вн)/4, \qquad (35)$$

где $D^2н$ и $D^2вн$ - соответственно наружный и внутренний диаметры рабочих поверхностей уплотнительного элемента пакера после деформации.

$$F=3,14\cdot (0,118^2-0,086^2)/4=0,00746 \text{ м}^2.$$

Тогда получим

$$Q\geq 0,111\cdot 10\cdot 10^6\cdot 0,00746+6\cdot 10^6\cdot 0,00746\cdot ((0,13^2-0,043^2)^3-(0,18^2-0,043^2)^3)/(0,13^2- 0,043^2)^2\cdot (0,18^2- 0,043^2)=53,86 \text{ кН}.$$

3) Расчет на прочность деталей пакера

В большинстве случаев разрушение происходит в наиболее опасных сечениях. В данной конструкции пакера наиболее опасными являются сечения основания пакера D = 70 мм и сечения ствола пакера D = 56 мм в местах расположения канавок.

Максимально допустимую нагрузку P_{max} определяют исходя из площади опасного сечения и предела текучести

$$P_{max} = F_H \cdot \sigma_T, \qquad (40)$$

где F_H – площадь опасного сечения, мм^2,

$$F_H = \frac{\pi}{4} \cdot \left(D^2 - d_{вн}^2\right), \qquad (41)$$

где D – наружный диаметр резьбы в опасном сечении;

$d_{вн}$ – диаметр проходного отверстия.

Проверим на прочность первое сечение:

Для него D = 70 мм, d = 60 мм. Тогда получим

$$F_H = \frac{3{,}14}{4} \cdot \left(70^2 - 60^2\right) = 1020\,мм^2,$$

где $\sigma_т$ = 340 МПа – предел текучести материала Сталь 45 ГОСТ 4543 - 71.

$P_{max} = 1020 \cdot 340 \cdot 10^6 = 145025\,Н$.

Реально действующее растягивающее усилие в этом сечении будет возникать от давления рабочей жидкости на цилиндр. Приближенно его можно считать равным P = 56 кН. По условию прочности необходимо

$$P_{max} > Pk_з \qquad (42)$$

Коэффициент запаса прочности принимаем равным $k_з$ = 2

$$P_{max} = 145025 > 56000 \cdot 2 = 112000.$$

Следовательно, условие прочности выполняется.

Проверим на прочность второе сечение:

Для него D = 56 мм и d = 46 мм. Получим

$$F_H = \frac{3,14}{4} \cdot \left(56^2 - 46^2\right) = 1821\,мм^2,$$

где $\sigma_т$ = 560 МПа – предел текучести материала пакера

$P_{max} = 1821 \cdot 560 = 967302,6\,Н$.

Реально действующее растягивающее усилие в этом сечении будет возникать от давления рабочей жидкости на цилиндр. Приближенно его можно считать равным P = 56 кН. По условию прочности необходимо

$$P_{max} > Pk_з$$

Коэффициент запаса прочности принимаем равным $k_з = 2$

$$P_{max} = 967302,6 > 112000.$$

Следовательно, условие прочности выполняется.

Выводы

В НГДУ "Арланнефть" при проведении гидравлического разрыва пласта применяется большое количество различной техники. Можно сделать вывод, что к гидравлическому разрыву пласта предъявляются высокие требования по выбору объекта воздействия, технологической эффективности в связи с большими затратами на проведение ГРП, квалификации персонала для обеспечения экологической безопасности. Для выполнения ГРП необходимо применять новые технологии, технику и материалы.

При реализации технологии ГРП возникают проблемы требующие решения. Теоретически установлено, что при низких темпах закачки жидкости ГРП (около 2,5 м3/мин) образуются длинные (до 300 м) трещины. Для формирования относительно коротких и широких трещин необходимы вдвое большие темпы закачки жидкости. Наличие длинных трещин, как известно, может способствовать нежелательным преждевременным прорывам закачиваемых вод.

Помимо изложенного немаловажным является и существенное различие в очередности операций при пуске скважины в работу. Так, непосредственно после ГРП по зарубежной технологии проводится отработка скважины на излив через различные штуцера в возрастающей последовательности их диаметров: 2, 4, 8 мм; тем самым обеспечивается плавное увеличение депрессии в призабойной зоне, сопровождающееся выносом жидкости гидроразрыва, укреплением горным давлением проппанта в трещине и подключением в работу объекта разработки. Как следует из вышеизложенного, во всем процессе работ ГРП в среду коллектора призабойной зоны извне водная фаза не привносится, что благоприятствуют движению и извлечению нефтяной фазы.

В промысловой отечественной практике растворы для ГРП должным образом не фильтруются, поэтому в скважину закачивается много инородных веществ песчано - глинистого состава. Содержание их настолько велико, что нередко является причиной выхода из строя насосного оборудования. Отсюда несложно представить степень кольматации проницаемых прослоев в интервале перфорации, трещине гидроразрыва и неизбежного снижения за счет этого продуктивности скважин.

3. Экономический раздел

3.1. Определение экономической эффективности при реализации проектируемого технического решения

В технологическом разделе было предложено с целью интенсификации добычи нефти на Арланском месторождение применять технологию ГРП. В технологическом разделе выполнены расчеты процесса и сделан анализ применяемого оборудования.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов применительно к рассматриваемым технологическим решениям.

Для экономической оценки используются следующие основные показатели проекта:

1. Прибыль от реализации – это финансовый результат, полученный предприятием от основной деятельности, которая осуществляется в любых видах, зафиксированных в его уставе и не запрещенных законом;

2. Поток денежной доходности (NPV) – чистая приведенная стоимость, при положительном значении NPV считается, что данное вложение капитала является эффективным.

3. Индекс доходности (PI) - показатель, отражающий эффективность инвестиционного проекта и равен отношению настоящей стоимости денежных потоков к первоначальным затратам на проект, сумме инвестиции, направленных на его реализацию. Если PI меньше или равно 1 –

означает нерентабельность проекта, он отвергается, как не приносящий дополнительный доход.

4. Период окупаемости – это срок, необходимый для того, чтобы инвестированная сумма проекта полностью вернулась.

5. Капитальные вложения, затраты труда, материально-технических ресурсов, денежных средств на воспроизводство основных фондов;

6. Эксплуатационные расходы – издержки производства, связанные с поддержанием в работоспособном состоянии используемого производственного оборудования, машин, механизмов.

3.2. Исходные данные для расчета экономических показателей

Данные для расчета экономических показателей предоставлены планово экономический службой НГДУ «Арланнефть» (таблица - 3.1)

Таблица 3.1 - Исходные данные для расчета экономических показателей

	Показатели	Значения
1	2	3
1.	**Прирост нефти после проведения ГРП:**	
	по нефти, т/сут	4,81
2.	**Цена реализации:**	
	на нефть на внутреннем рынке, руб./т	10581
	на нефть на внешнем рынке, долл./бар	100
	курс доллара, руб	30
3.	**Налоги и платежи:**	
	НДС, %	18
	на прибыль, %	20
4.	**Затраты:**	
	- на проведение 1 технологии ГРП, млн.руб.	3

5.	**Эксплуатационные затраты (по статьям калькуляции):**	
	Условно-переменные затраты, руб/т	1534
6.	**Дополнительные данные:**	
	Норма дисконта, д.ед	0.1

3.3. Расчет экономических показателей проекта

3.3.1. Затраты на проведение ГРП

Одно проведение стоит 3млн. руб. по расценкам, ГРП было проведено по 7 скажинам, дополнительная добыча изменялась в соответствии с данными таблицы.

Таблица 3.2 - Прогнозная дополнительная добыча нефти на Николо–Березовской площади Арланского месторождения с применением ГРП в 2013г

№ скв.	Прирост дополнительной добычи нефти, т/сут
10300	7,48
2961	3,42
2927	5,61
2913	3,83
2963	2,64
2762	4,90
2703	5,82
Среднее значение	4,81

Расчет затрат на проведение ГРП представлены в (таблице 3.3)

Таблица 3.3 - Затраты на проведение ГРП

Наименование затрат	Сумма, тыс. руб.
Затраты на оплату труда	526
Начисления на заработную плату (30% от заработной платы)	157,8
Материальные расходы	1193,4

Транспортные расходы	702
Цеховые расходы (80% от заработной платы)	420,8
Итого затрат (млн.руб)	3000,0

Змер=3*7= 21 млн.руб.

3.3.2. Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные расходы на дополнительную добычу нефти рассчитываются по формуле:

$$З_{ДОП} = \Delta Q \cdot З_{УП} \tag{45}$$

где $З_{УП}$ - условно-переменные затраты на добычу нефти, руб./т.

Условно-переменные затраты складываются из затрат:

- на обслуживание нефтяных скважин, $Т_{обсл}$;
- сбор и транспортировка нефти, $Т_{сб}$;
- технологическая подготовка нефти, $Т_{тп}$;
- энергетические затраты на извлечение жидкости, $Т_{эн.з}$;
- расходы по искусственному воздействию на пласт, $Т_{иск}$.

Расчет дополнительной добычи по годам ГТМ.

Дополнительная добыча нефти за 2012 г.

$$\Delta Q = Тр \cdot N \cdot Кэ \cdot q\ , \tag{46}$$

где Тр - количество суток работы скважин в году. Условно примем проведение ГРП в течение года равномерным, отсюда среднее время работы скважин в первом году после проведения ГРП составит 183 дня.

N - кол-во скважин охваченных мероприятием;

Кэ – коэф. эксплуатации;

q - дополнительная добыча на одну скважину.

$$\Delta Q = 183 \cdot 7 \cdot 0{,}93 \cdot 4{,}81 = 2740 \text{ т.}$$

$$З_{доп_1} = 2740 \cdot 1534 = 4203160 \text{руб.}$$

Дополнительная добыча нефти за 2013 г.

$$\Delta Q = Тр \cdot N \cdot Кэ \cdot q = 365 \cdot 7 \cdot 0{,}93 \cdot 4{,}81 = 5465 \text{ т.}$$

$$З_{доп_2} = 5465 \cdot 1534 = 8383310 \text{руб.}$$

Далее отнимаем ежегодные потери на обводненность

Дополнительная добыча нефти за 2014 г.

$$\Delta Q = 5465 - 102 = 5363 \text{ т.}$$

$$З_{доп_3} = 5363 \cdot 1534 = 8226842 \text{руб.}$$

Дополнительная добыча нефти за 2015 г.

$$\Delta Q = 5363 - 102 = 5261 \text{т}$$

$$З_{доп_4} = 5261 \cdot 1534 = 8070374 \text{руб.}$$

3.3.3. Выручка от реализации

Для определения прибыли от перевода на одновременно-раздельную эксплуатацию скважин необходимо определить выручку от реализации дополнительной добычи нефти.

Выручка от реализации продукции рассчитывается как произведение дополнительно добытой нефти на цену реализации:

$$B_t = Ц_н \cdot Q_н \qquad (47)$$

где $Ц_н$ – цена реализации, $Q_н$ - дополнительная добыча нефти.

За 1 год: B_1=10581*2740= 28991940 руб.

За 2 год: B_2=10581*5465= 57825165руб

За 3 год: B_3=10581*5363=56745903руб.

За 4 год: B_4=10581*5261=55666641руб.

3.3.4. Платежи и налоги

Оценка вариантов разработки должна производиться в соответствии с налоговой системой, установленной в законодательном порядке. Налог на добычу полезных ископаемых:

$$Нндпи = Qні \cdot 419*(Ц-15) \cdot Р/261 \cdot Кв, \qquad (48)$$

где Ц - цена нефти, долл/барр;

Р - курс доллара США к рублю РФ, устаналиваемый ЦБ РФ;

Кв - коэффициент выработанности конкретного участка недр, Кв=1

$Нндпи_1$= 2740* 419*(100-9)*30/261*1 = 12008444руб.

$Нндпи_2$= 5465* 419*(100-9)*30/261*1 = 23951147,7руб.

$Нндпи_3$= 5363* 419*(100-9)*30/261*1 = 23504118руб.

$Нндпи_4$= 5261* 419*(100-9)*30/261*1 = 23057088,4руб.

$$НДС = B_t \cdot 18/100 \quad (49)$$

$НДС_1$=28991940*0,18=5218549руб.

$НДС_2$=57825165*0,18=10408530руб.

$НДС_3$=56745903*0,18=10214263руб.

$НДС_4$=55666641*0,18=10019995руб.

$Н_1$=12008444+ 5218549=17226993

$Н_2$=34359677руб.

$Н_3$=33718381руб.

$Н_4$=33077084руб.

3.3.5. Прибыль от реализации

Рассчитаем прибыль от реализации $П_t = \sum_{t=1}^{T} \frac{Вt - Эt - Нt}{(1+Ен)^{t-tp}}$, (50)

где Т – расчетный период оценки предприятия;

t , $t_р$ – текущий и расчетный год;

$Е_н$ – норматив дисконтирования, доли ед

За 1 год: $П_1$=(28991940-4203160-17226993)/$(1+0,1)^{2012-2012}$=7561787,12руб.

За 2 год: $П_2$=(57825165-8383310-34359677)/$(1+0,1)^{2013-2012}$=13711071,24руб.

За 3 год: $П_3$=12231967,28руб

За 4 год:$П_4$=10908477,26руб

Балансовая прибыль или прибыль к налогообложению

$$П_б = В_t - Н_t - Э_t \quad (51)$$

За 1 год: $П_{в1}$=28991940-4203160-17226993=7561787руб.

За 2 год $П_{в2}$=15082177,6руб

За 3 год $П_{в3}$=14800680,41руб

За 4 год: $П_{в4}$=14519183,23руб

Налог на прибыль, 20%

$$Н_{пр} = П \cdot 20/100 \quad (52)$$

За 1 год: $Н_{пр1}$=1512357руб.

За 2 год: $Н_{пр2}$=3016436руб.

За 3 год: $Н_{пр3}$=2960136руб.

За 4 год: $Н_{пр4}$=2903836руб.

Чистая прибыль

$$П_ч = П - Н_{пр} \quad (53)$$

За 1 год: $П_{ч1}$=6049430руб

За 2 год: $П_{ч2}$=12065742руб

За 3 год: $П_{ч3}$=11840544руб

За 4 год: $П_{ч4}$=11615347руб

3.3.6. Поток денежной наличности

Денежный поток наличности:

$$Д_n = П_ч + A - K_t \qquad (54)$$

(амортизации нет)

За 1 год:Д1=6049430-13300000=-7250570руб.

За 2 год: Д2=$П_{ч2}$=12065742руб

За 3 год: Д3=$П_{ч3}$=11840544руб

За 4 год: Д4=$П_{ч4}$=11615347руб

3.3.7. Индекс доходности

Определим индекс доходности :

$$\text{PI} = \frac{\sum_{t=1}^{T}(П_t + A_t)/(1+E_н)^{t-tp}}{\sum_{t=1}^{T}K_t/(1+E_н)^{t-tp}}. \qquad (55)$$

PI=(-7250570+12065742+11840544+11615347)/21000000=1.34

3.3.8. Период окупаемости вложенных средств

Определим период окупаемости

$$\sum_{t=1}^{Пок} \frac{(Пt + Аt) - Кt}{(1 + Ен)^{t-tp}} = 0, \qquad (56)$$

где Пок - период возврата вложенных средств, годы.

Пок=21000000/((-7250570+12065742+11840544+11615347)/4)=2.97лет

Таблица 3.4 - Показатели экономической эффективности от ГРП, млн. руб.

	Показатель	Годы			
		2012	2013	2014	2015
1	Выручка от реализации продукции, без НДС	28,991	57,825	56,746	55,666
2	НДПИ	12,008	23,951	23,504	23,057
3	НДС	5,219	10,409	10,214	10,02
4	Эксплуатационные затраты	42,03	8,383	8,226	8,070
5	Балансовая прибыль	7,562	15,082	14,8	14,519
6	Налог на прибыль	1,512	3,016	2,96	2,904
7	Чистая прибыль	6,046	12,065	11,841	11,615
8	Индекс доходности	1,34			
9	Срок окупаемости, лет	2,97			

Выводы

После проведенного анализа экономической эффективности применения метода гидроразрыва пласта, установлено, что ГРП дает возможность увеличения дополнительного потока денежной наличности путем повышения дополнительной добычи нефти, а также разрабатывать Николо – Березовскую площадь Арланского месторождения с положительными экономическими показателями, вовлекая краевые, ранее не вовлеченные в работу участки разра-

батываемого пласта. Проектируемые мероприятия повышают конечный коэффициент нефтеизвлечения, переводя часть забалансовых запасов в промышленные.

В экономической части дипломного проекта был произведен расчет экономического эффекта проведения ГРП. Анализ расчетов показал, что:

-Внедрение технологии ГРП является экономически выгодно, технология позволила увеличить добычу и вследствие этого предприятие получило доход суммарный за 4 года с учетом окупаемости затрат в размере – 11.615 млн. рублей. Все затраты оправдали себя за 3 года.

4. Безопасность и экологичность проекта.

Все технологические процессы нефтяной промышленности (разведка, бурение, добыча, сбор, транспорт, хранение и переработка нефти и газа) при соответствующих условиях могут нарушать естественную экологическую обстановку. Нефть, углеводороды нефти, нефтяной и буровой шламы, сточные воды, содержащие различные химические соединения, способны опасно воздействовать на окружающую среду и человека.

Арланское нефтяное месторождение расположено на северо-западе республики Башкортостан недалеко от города Нефтекамск и является од-ним из крупнейших месторождений на территории РФ. Район месторождения расположен в лесостепной полосе. По природным условиям район относится к равнине, изрезанной системой рек и оврагов. Главной водной артерией является судоходная р.Белая. Климат района умеренно–континентальный. Максимальная температуравоздуха до плюс 36ºС приходится на июль, минимальная минус 45ºС – на январь и февраль. Доминирующие ветры – юго-восточные. Годовое количество осадков достигает 492 мм.

Месторождение открыто в 1955 году, введено в разработку в 1958 году. На данный момент месторождение разрабатывается Арланским УДНГ, недропользователем является компания – ОАО «АНК Башнефть».

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

При разработке нефтяных и газовых месторождений на людей, экологическую систему и инженерно-технический комплекс предприятия негативное действие оказывают следующие факторы:

1) физические факторы (ударные волны и осколочные поля, тепловые и световые излучения, электрический ток, электрические и магнитные поля, движущиеся машины, механизмы и части оборудования, виброакустические факторы - шум, вибрация, ионизирующие излучения и т.д.);

2) химические факторы (действие вредных веществ, распространившихся в воздухе, водной среде или на поверхности земли, рабочих площадок и помещений);

3) биологические факторы (действие патогенных микроорганизмов и токсинов);

4) психофизиологические факторы (физические и нервно-психические перегрузки человеческого организма).

Приводные двигатели станков-качалок, дизель-генераторы, линии электропередач (ЛЭП), трансформаторы (ТЭН) трубчатые электронагреватели - вот возможные источники поражения электротоком.

Особая опасность поражения людей электрическим током - наличие сырости (дождь, снег, покрытие влагой стен помещения), химически - активной среды (агрессивные пары, газы, жидкости) или не менее двух факторов с повышенной опасностью. Кусты скважин оборудованных УЭЦН, содержат оборудование, находящееся под напряжением (линии электропередач, кабели,

трансформаторы, станции управления), что создает опасность повреждения электрическим током.

Основным источником опасности, связанной с добычей нефти на данном предприятии, являются:

1) сосуды, работающие под давлением;

2) содержащиеся в атмосфере пары углеводородов, сероводорода, токсических веществ, а также окиси углерода;

3) токсические химические реагенты для различных видов работ, вращающиеся детали различных механизмов;

4) электроустановки, находящиеся под высоким напряжением; возгорания, взрывы и пожары оборудования, газов.

При высоких уровнях воздействия негативных факторов на человека наблюдаются острые или хронические заболевания, травмирование людей и их повреждения (от незначительной деформации до полного нарушения или потери работоспособности). Последствия действия негативных факторов оценивают в следующих формах: несчастный случай, чрезвычайное происшествие (ЧП) и чрезвычайная ситуация (ЧС)

При работе со скважиной, кроме химических веществ вредное влияние также оказывает производственный шум. Для смягчения пагубного влияния звука с высоким уровнем давления на слуховой аппарат человека, рекомендуется применять звукоизолирующие наушники. Уровень шума представлен в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Измерение уровней шума (прибор-ВШВ-003)

Участок рабочей зоны	Общий уровень звука, дБА	Уровень звукового давления, дБ в средне геометрических частотах октавных полос, Гц								
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000

Рабочая площадка	95	84	84	87	89	93	91	94	78	75
Постоянное рабочее место по ГОСТ 12.1.003-83	*85*	*-*	*99*	*92*	*86*	*83*	*80*	*78*	*76*	*74*

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Процесс ГРП основан на создании или расширении уже имеющихся трещин в породах при скважинной части пласта. Достигается это путем создания высоких давлений на забоях скважин закачкой значительных объемов жидкостей, что опасно для окружающих. Химреагенты вследствие высоких давлений представляют опасность для персонала, осуществляющего технологический процесс. В таблице 4.2 представлены предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Таблица 4.2. – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Значение ПДК, мг/мі	Класс опасности
Азота окислы (азота оксиды) (в пересчете на NO2)	5	3
Бутан	300	4
Лигроин (в пересчете на углерод С)	300	4
Масла минеральные нефтяные*	5	3
Метан	7000	4
Метанол*	5	3
Метилбензол (толуол)	50	3

Наименование вещества	Значение ПДК, мг/мі	Класс опасности
Ацетон	200	4
Уайт-спирит	300	4
Углерода окись	20	4
* Вещества, при работе с которыми требуется специальная защита кожи и глаз. Для защиты необходимы очки и резиновые перчатки.		

Для защиты от действия вредных веществ при их выбросах и сбросах в НГДУ «Арланнефть» проводятся следующие инженерно-технические мероприятия:

1) контроль токсических выбросов в атмосфере, воздухе рабочих помещений, качества воды, содержания вредных веществ в почве, продуктах питания и т.д. (в нормативных документах ПДУ, ПДК, ЛПВ и другие показатели, они обязательно контролируются;

2) использование пылеуловителей;

3) очистка промышленных выбросов от паро–газообразных загрязнителей;

4) уменьшение токсических выбросов в атмосфере.

Во избежание проливов и выбросов при эксплуатации и смене оборудования скважин с УЭЦН применяются следующие инженерно-технические решения:

1) обволакивание кустов скважин;

2) герметизация устья скважин;

3) использование контрольно-измерительных приборов;

4) применение технологического оборудования;

5) автоматизация и диспетчеризация процессов добычи нефти.

4.3 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Причинами воспламенения могут быть открытый огонь, сильный нагрев, искры от электрооборудования, ударов, трения, разрядов статического и атмосферного электричества, промасленная ветошь и др.

В НГДУ «Арланнефть» проводятся следующие мероприятия по пожаро - взрывобезопасности:

1) разработка и использование системы нормативных материалов (инструкции по пожаро-взрывобезопасности и др.);

2) обучение, инструктаж и допуск к работе персонала пожаро - взрывобезопасных производств;

3) контроль и надзор за соблюдением нормативных документов;

4) предотвращение возникновения пожаров;

5) ограничение распространения пожара;

6) обеспечение условий эвакуации людей и материальных ценностей из области пожара;

7) организация тушения пожаров (составление планов, тренировки, реализация этих планов).

В качестве огнегасящих средств на предприятии используется вода, химическая и воздушно-механическая пены, песок и другие материалы. Объекты добычи, сепарации и транспортирования нефти и газа обеспечиваются углекислотными огнетушителями и набором простейшего противопожарного инвентаря. Для снижения риска возможного возникновения очагов пожара на предприятии разработаны противопожарные мероприятия и осуществляется контроль за их исполнением.

Во избежание пожаров и взрывов, каждый работник должен соблюдать простые требования производственной санитарии. При проектировании любых объектов технологического процесса выполняется комплекс строительных противопожарных мероприятий, направленных на исключение возможности загораний, локализацию пожаров, эвакуацию людей из очагов.

4.4 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Отдел по делам ГО и ЧС НГДУ «Арланнефть» обеспечивает безопасность в ЧС, поэтапно решая следующие задачи:

1) выявление потенциальных видов ЧС и оценка риска их возникновения;

2) прогнозирование последствий ЧС;

3) выбор, обоснование и реализация комплекса организационных и инженерно-технических мероприятий по предотвращению и снижению ущерба от ЧС.

На предприятии могут возникнуть ЧС различного характера: природного, техногенного, военно-политического.

ЧС природного характера характеризуются опасностями, возникшими в результате природных катаклизмов:

1) сильные периодические паводки и подтопление производственных территорий;

2) сильные морозы, метели и снежные заносы;

3) катастрофические движения воздуха и др.

Чрезвычайные ситуации техногенного характера:

1) крупномасштабные пожары;

2) сильнейшие взрывы природного газа;

3) крупные автотранспортные аварии;

4) деформация и разрушение конструкций;

Комплекс мероприятий по предотвращению возникновения ЧС и снижению ущерба от них содержит:

1) контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;

2) оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
3) планирование действий по предупреждению ЧС.

4.5 Экологичность проекта

В целях сохранения экологии окружающей среды необходимо решать задачи, такие как:

- предупреждение загрязнения недр, подземных вод хозяйственно-питьевого назначения и потенциально минеральных - нефтью, промышленными стоками и вредными отходами, которые при аварийной ситуации разлились на поверхности;

- недопущение проникновения флюидов из продуктивных пластов по заколонному пространству в пресные водоносные горизонты в процессе строительства и эксплуатации скважин;

- недопущение вредного влияния работ, связанных с пользованием недрами, на сохранность запасов полезных ископаемых, а также эксплуатируемых и находящихся в консервации скважин;

- разработка и соблюдение технологий, которые обеспечивают сохранение криолитозоны в естественном состоянии;

- недопущение развития негативных инженерно-геологических процессов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Наиболее высокая эффективность ГРП может быть достигнута при проектировании его применения как элемента системы разработки с учетом системы размещения скважин и оценкой их взаимовлияния при различных сочетани-

ях обработки добывающих и нагнетательных скважин.

Эффект от проведения ГРП неодинаково проявляется в работе отдельных скважин, поэтому необходимо рассматривать не только прирост дебита каждой скважины вследствие гидроразрыва, но и влияние взаимного расположения скважин, конкретного распределения неоднородности пласта, энергетических возможностей объекта и др.

При проведении ГРП необходимо предусмотреть комплекс промысловых исследований на первоочередных скважинах для определения местоположения, направления и проводимости трещины, что позволит внести корректировку в технологию ГРП с учетом особенностей каждого конкретного объекта. Необходим систематический авторский надзор за внедрением ГРП, что позволит принимать оперативные меры для повышения его эффективности.

Факторами, определяющими успешность ГРП, являются правильный выбор объекта для проведения операций, использование технологии гидроразрыва, оптимальной для данных условий, и грамотный подбор скважин для обработки.

Арланское месторождение имеет много пропластков, которые не затронуты разработкой. Выделение таких пропластков имеет большое практическое значение для сохранения рентабельности разработки нефтяных месторождений. Большое внимание в НГДУ «Арланнефть» уделяется методам интенсификации добычи нефти, в том числе возможности увеличения применения метода ГРП.

В данной работе выполнен технологический расчет применения метода ГРП, выявлена технологическая эффективность по результатам промысловых исследований 7 скважин. Предложены факторы, определяющие скважину кандидат для проведения ГРП.

Эффективность разработки нефтяных месторождений во многом определяется обеспеченностью современным оборудованием для проведения ГРП, квалификацией персонала, тщательным анализом технологической и экономической эффективности применяемой технологии.

В экономической части выявлена экономическая эффективность от проведения ГРП. После проведенного анализа экономической эффективности применения метода ГРП, установлено, что реализация технологии ГРП дает возможность увеличения дополнительного потока денежной наличности путем повышения дополнительной добычи нефти, а также разрабатывать Арланское месторождение с положительными экономическими показателями, вовлекая краевые, ранее не вовлеченные в работу участки разрабатываемого пласта. Проектируемые мероприятия повышают конечный коэффициент нефтеизвлечения, переводя часть забалансовых запасов в промышленные.

Практически по всем технико-экономическим показателям деятельность НГДУ «Арланнефть» достаточно эффективна и не несет убытков, добыча нефти рентабельна. Проведенный анализ позволяет сделать вывод об эффективности проведения ГРП в условиях Арланского месторождения. Проект окупится за 3 года. В целом предлагаемые мероприятия по гидроразрыву пласта на Арланском месторождении позволят значительно повысить остаточную выработку пластов, соответственно увеличить прибыль предприятия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анализ разработки и прогноза технологических показателей по месторождениям АНК Башнефть на период действия лицензионных соглашений: проект / АНК Башнефть. – Уфа, 1999. – 25 с.

2. Борхович С.Ю., Волков А.Я. Методические рекомендации и рабочая программа по дисциплине: Основы экономической деятельности предприятия. Ижевск 2006-63 стр.

3. Габрахманов А. Г., Алмаев Р. Х., Парамонов С. В. Примение физико-химических методов воздействия на пласты. - пос. Редькино.: НГДУ «Южарланнефть», 1994. – 48 с.

4. Геологический отчет НГДУ «Арланнефть» за 2011 год: отчет / НГДУ «Арланнефть»;- пос. Редькино, 2011. - 74 с.

5. Ибрагимов Г. З., Хисамутдинов Н. И. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти. – М.: Недра, 1983.- 312 с.

6. Кудинов В.И., Борхович С.Ю. Методические указания к дипломному проектированию для студентов очной и заочной форм обучения. УдГУ. Ижевск, 2009. 68 с.

7. Каменщиков В.Е. , Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти.- М.: 2004. - 432 с.

8. Каменщиков Ф.А. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений растворителями. - Москва-Ижевск: НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика"; Ижевский институт компьютерных исследований, 2008.- 384 с.

9. Кудинов В.И., Сучков Б.М.Методы повышения производительности скважин. - Самарское книжное издательство, 1996.

10. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Новые технологии повышения добычи нефти. - Самара, 1998.

11. Методическое руководство по освоению и повышению производительности скважин в карбонатных коллекторах. РД - 39-1-442-80.- М.-, 1980. - С.-81-93.

12. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана.Уфа,1997 год-128 с.

13. Научно-технические обзоры ВНИИОЭНГ: И. Ф. Рахматкулов, Р. Х. Алмаев и др. Усовершенствованная методика прогнозирования добычи нефти на поздней стадии разработки месторождений // Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. - 14 с.

14. Проект доразработки Арланского месторождения, ООО «ИК БНИ и проектный институт нефти»,Уфа,2004 г.-280 ст.

15. Разработка Арланского нефтяного месторождения: проект, - пос. Редькино, 2002. - 212 с.

16. РД 39-01470356-209-87. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов. - М., 1987. – 52 с.

17. РД 39-022-90. Временная инструкции по охране окружающей среды в процессе строительства скважин на территории РБ. – Уфа.: ПО «Башнефть», 1990. - 25 с.

18. Савенков Г.Д. , Бойков В.С. Расчет процессов интенсификации притока, освоения и эксплуатации скважин. - Львов, 1986.

19. Совершенствование метода определения дополнительной добычи нефти по характеристике содержания ее в добываемой жидкости / Рахманкулов И.Ф. и др. - Уфа.: БашНИПИнефть, 1983. -30 с.

20. Сучков В.М. Интенсификация работы скважин. - Москва-Ижевск: НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика"; Институт компьютерных исследований, 2007.- 612 с.