

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ ИНТЕРВАЛА ПЕРФОРАЦИИ НА ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.245.14

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Сметанина Любовь Алексеевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	к. и. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3), ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Сметаниной Любви Алексеевне

Тема работы:

Оценка влияния положения интервала перфорации на показатели разработки нефтяных месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Обзор современных подходов к перфорированию скважин. Анализ влияния геологических особенностей пластов на расположение интервала перфорации. Критерии при выделении объекта для интервального повышения продуктивности пласта. Анализ эффективности регулирования перфорационного интервала. Оценка влияния перфорации скважин на показатели разработки.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.и.н. Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Теоретический обзор технологии перфорации нефтедобывающих скважин	
Оценка эффективности применения интервального повышения продуктивности пласта	
Комплексный подход к перфорации скважин в процессе добычи нефти	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	31.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Сметанина Любовь Алексеевна		31.03.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВНК – водонефтяной контакт;

ВНФ – водонефтяной фактор;

ГНК – газонефтяной контакт;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

МИП – методы интенсификации притока;

ПЗП – призабойная зона пласта;

РД – руководящий документ;

РИР – ремонтно-изоляционные работы;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ФЕС – фильтрационно-ёмкостные свойства

ЧС – чрезвычайные ситуации.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 64 страниц, 8 рисунков, 16 формул, 5 таблиц. Список литературы включает 29 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: вторичное вскрытие пласта, перфорация, интервал перфорации, дострелы, перестрелы, низкопроницаемые коллекторы, интенсификация притока.

Объектом исследования являются методы интервального повышения продуктивности пласта.

Целью работы является оценка влияния положения интервала перфорации на показатели разработки нефтяных месторождений.

Методы исследования: теоретический анализ, изучение материалов научных, периодических изданий, нормативно правовой документации по тематике.

В процессе исследования были подробно рассмотрены теоретические аспекты по проведению перфорации скважин, факторы, влияющие на выбор положения и размера перфорационного интервала, влияние данных параметров на показатели разработки. Проведен анализ эффективности применения прострелочных работ как метода интенсификации притока, рассмотрена возможность описания комплексного подхода к перфорации скважин в процессе добычи нефти.

В результате исследования выявлен положительный эффект применения перфорации как метода интенсификации притока. Регулирование размера и положения перфорационного интервала позволяет регулировать показатели разработки.

Область применения: нефтяные скважины.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет применения технологии дострела.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ТЕХНОЛОГИИ ПЕРФОРАЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН	10
1.1 Движение флюида в перфорационных отверстиях скважин	11
1.2 Определение расположения интервала перфорации в различных геологических условиях.....	14
1.3 Механизм приобщения пластов в процессе разработки многопластовых месторождений	20
2 ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕРВАЛЬНОГО ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ ПЛАСТА.....	24
2.1 Требования к скважинам-кандидатам для проведения технологических операций	24
2.2 Применение технологии перестрела добывающих скважин	25
2.3 Применение технологии дострела добывающих скважин.....	27
2.4 Технология дострела и перестрела нагнетательных скважин.....	29
2.5. Проведение ремонтно-изоляционных работ в скважинах	30
3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ.....	34
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	40
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	48
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .48	
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства	48
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	49
5.2 Производственная безопасность.....	50
5.2.1 Анализ вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия.....	51

5.2.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе	51
5.2.1.2 Превышение уровня шума	52
5.2.1.3 Превышение уровня вибрации.....	52
5.2.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны	53
5.2.2 Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия.....	53
5.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.....	53
5.2.2.2 Высокое давление	53
5.2.2.3 Электрический ток.....	54
5.3 Экологическая безопасность.....	54
5.3.1 Атмосфера.....	54
5.3.2 Гидросфера	55
5.3.3 Литосфера	55
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	56
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	60
Приложение А	63

ВВЕДЕНИЕ

Одна из главных задач при разработке любого нефтяного месторождения заключается в наиболее полном и максимально возможном извлечении природных запасов из продуктивного пласта.

На продуктивность и продолжительность освоения нефтедобывающих скважин значительно влияет их заканчивание: первичное вскрытие, цементирование и вторичное вскрытие – перфорация.

Вскрытие пласта перфорацией в обсаженных скважинах — одна из наиболее важных операций при их строительстве, поскольку от нее зависит дальнейший успех разработки месторождения.

Технологии и аппаратура, используемые при вторичном вскрытии пластов, должны в различных условиях создавать гидродинамическую связь пласта и скважины, обеспечивать приток флюидов при наиболее полном использовании энергии залежей и сохранении конструкции скважин.

Помимо этого, прострелочно-взрывные работы проводятся и на скважинах нагнетательного фонда. В этом случае от качества вскрытия пласта перфорацией зависит успех процедур по поддержанию пластового давления и нагнетанию в пласт рабочих агентов для увеличения нефтеотдачи пласта.

Одной из ключевых характеристик, влияющих на эксплуатацию скважин, является интервал перфорации – его размер и расположение.

Целью работы является оценка влияния положения интервала перфорации на показатели разработки нефтяных месторождений.

Из данной цели вытекают следующие задачи:

1. Проанализировать теоретические аспекты перфорации скважин;
2. Оценить применимость технологии перфорации добывающих и нагнетательных скважин в качестве метода интенсификации притока.
3. Обосновать эффективность уменьшения перфорационного интервала как метода снижения обводненности продукции.
4. Разработать рекомендации по определению и регулированию размера перфорационного интервала.

1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ТЕХНОЛОГИИ ПЕРФОРАЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

С конца XIX – начала XX века и по настоящее время нефтяная промышленность практически не обходится без строительства эксплуатационных скважин, а значит и без обустройства скважинного забоя.

С развитием нефтяной отрасли развивались и технологии заканчивания скважин. Первые скважины эксплуатировались с открытым забоем, то есть без перекрытия пород обсадными колоннами. Однако данная конструкция забоя имеет большое количество недостатков и приводит к осложнениям при эксплуатации, в связи с чем стали разрабатываться и применяться новые различные технологии создания конструкции забоя.

В настоящее время наиболее часто применяемым типом забоя является перфорированный – забой, перекрытый обсадной колонной с созданными в ней специальными перфорационными отверстиями.

Долгое время перфорирование скважин рассматривалось как простая процедура создания в стенке стальных труб отверстий различными методами: механическими резцами (до 1932 г.), прострелом пулями (с 1932 г.), перекачиваемыми абразивными материалами (с 1958 г.) или, что чаще, подрывом специальных кумулятивных взрывчатых веществ, сделанных специально для перфораторов нефтяных месторождений (с 1948 г.). [1]

Однако теперь, с наступлением эпохи трудноизвлекаемых запасов, простого создания перфорационных отверстий для успешной эксплуатации месторождений недостаточно. С развитием технологий и усложнением процессов добычи нефти, усложнились и требования, предъявляемые к заканчиванию скважин: рассматриваются вопросы влияния положения интервала перфорации на показатели разработки, возможность и невозможность применения тех или иных перфораторов на определенных месторождениях, а иногда и определенных скважинах одного месторождения, поочередного ввода нефтеносных объектов в разработку со вскрытием новых продуктивных пластов в уже перфорированных скважинах и многое другое.

Таким образом, процесс создания в скважине перфорационных отверстий все чаще рассматривается как сложная система, служащая не только для вызова притока из пласта в начале эксплуатации, но и как метод интенсификации притока в процессе добычи нефти, и характеризующаяся многими факторами.

Технология, ранее считавшаяся простой, в настоящее время требует все большего числа предварительных исследований, подготовительных мер и контроля, а значит все большего числа методик совершенствования перфорации.

Перфорация скважин – техника пробивания отверстий в колонне буровой скважины, напротив имеющегося участка продуктивного пласта для усиления или получения притока газа, воды, нефти в пласт или добычную скважину.

1.1 Движение флюида в перфорационных отверстиях скважин

Все нефтедобывающие скважины в зависимости от своей конструкции делятся на совершенные и несовершенные.

Гидродинамически совершенная скважина – это скважина, вскрывающая пласт по всей его нефтенасыщенной мощности и оборудованная открытым забоем.

На практике, вблизи стенок скважины в пласте образуется зона, в которой происходит падение давления – **призабойная зона**. Данное падение давления описывается уравнением:

$$p - p_c = \frac{Q\mu}{2\pi hk} \left(\ln \frac{r}{r_c} + s \right), \quad (1)$$

p_c – реальное забойное давление, h – толщина пласта, Q – дебит, r_c – радиус скважины, s – скин-эффект.

Скин-эффект – безразмерный параметр, определяющий дополнительное фильтрационное сопротивление, вызывающее снижение давления в ПЗП.

Большинство скважин, эксплуатируемых на месторождениях, являются несовершенными.

Скважины, оборудованные перфорированным забоем, т.е. скважины, приток флюида в которые происходит через специальные отверстия в обсадной

колонне, являются **несовершенными по характеру вскрытия**.

Скважины, вскрывающие пласт не на всю эффективную мощность, называются скважинами, **несовершенными по степени вскрытия**.

Зачастую, скважины обладают двойным видом несовершенства. От характера и степени вскрытия зависят фильтрационное сопротивление в ПЗП и, как следствие, производительность скважины. [2]

В случае несовершенства скважины, происходит отклонение от радиального притока. Схема притока к скважине, несовершенной по характеру и степени вскрытия, показана на рисунке 1.

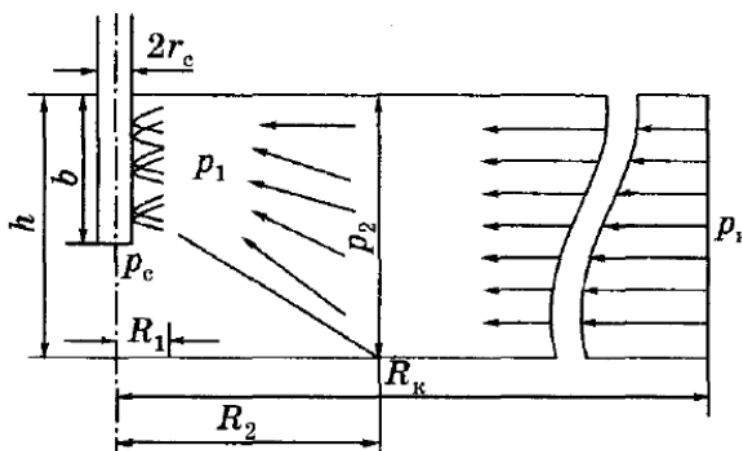


Рисунок 1 – Схема притока к несовершенной скважине

Поскольку в перфорированных скважинах в зоне около скважины фильтрационные потоки начинают сходиться, появляется вертикальная составляющая притока, на фильтрационный поток начинает оказывать влияние проницаемость не только в радиальном направлении k_r , но и в вертикальном — k_z .

Данное схождение потоков приводит к появлению дополнительной составляющей скин-фактора, которая определяется по корреляции Brons и Merting.

Для определения этой составляющей скин-фактора определяют ряд параметров, от которых зависит псевдоскин:

- коэффициент вскрытия пласта b , определяющийся как отношение интервала перфорации к эффективной толщине пласта:

$$b = \frac{h_p}{h} \quad (2)$$

- Отношение высоты элемента симметрии h_s (расстояние от подошвы пласта до середины интервала перфорации) к радиусу скважины r_w .

После определения данных параметров по палеткам определяют псевдоскин.

В случае, когда $k_z < k_r$, вместо параметра h_s/r_w необходимо использовать параметр h_d :

$$h_d = \frac{h_s}{r_w} \sqrt{\frac{k_r}{k_z}} \quad (3)$$

Пример палетки для определения значения псевдо скин-фактора, учитывающего сходимость фильтрационных потоков, представлен на рисунке 2.

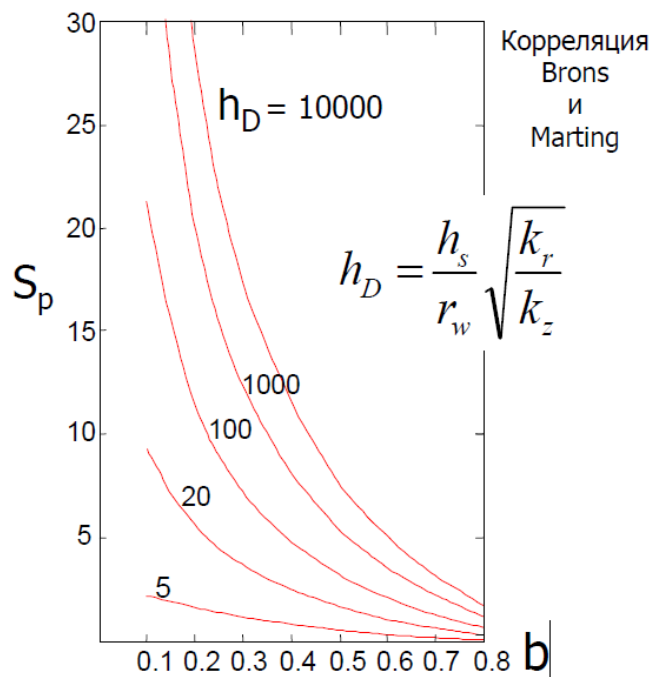


Рисунок 2 – Определение псевдо скин-фактора в несовершенной скважине

Совокупный скин-фактор в несовершенных скважинах будет определяться по уравнению Jones и Watts :

$$S_a = S_d + S_p, \quad (4)$$

где S_d – остаточный скин-фактор, обусловленный загрязнением ПЗП.

Поскольку истинный скин-фактор характеризует приток только через интервал перфорации, соотношение между остаточным и истинным скин-фактором будет иметь вид:

$$S_d = \frac{S_{tr}}{b}, \quad (5)$$

Таким образом, видно, что перфорационный интервал оказывает влияние не только на псевдоскин, вызванный его наличием, но и на остаточный скин-фактор.

Правильный выбор интервала перфорации – его размера и положения – позволит снизить совокупный скин-фактор, а, значит и потери давления в пласте при разработке, что приведет к повышению производительности скважины.

1.2 Определение расположения интервала перфорации в различных геологических условиях

Вскрытие пласта перфорацией в обсаженных скважинах — одна из наиболее важных операций при их строительстве, поскольку от нее зависит дальнейший успех испытания, получения притока пластового флюида и освоения скважины как объекта эксплуатации.

Одной из ключевых характеристик, влияющих на эксплуатацию скважин, является интервал перфорации – его размер и расположение.

При разработке нефтяных месторождений недропользователи обязаны руководствоваться нормативной документацией. Руководящий документ РД [3] требует обеспечение максимальных безводных и безгазовых дебитов нефти и обеспечение наиболее полного охвата нефтяной зоны вытесняемой водой, и не дает точных указаний о выборе интервала перфорации.

Таким образом, недропользователь самостоятельно определяет, как проводить перфорацию пласта, основываясь на имеющихся у него данных исследований и технических возможностях.

Для большей эффективности последующей разработки, при выборе интервала перфорации рекомендуется учитывать ряд факторов: наличия или

отсутствия непроницаемых пропластков, неоднородности, вертикальной трещиноватости. Также влияние на выбранный интервал перфорации может оказывать и технология проведения вторичного вскрытия пласта (тип применяемого перфоратора).

В связи со всем вышесказанным, необходимо рассмотреть все факторы, влияющие на выбор интервала перфорации, и определить, как располагаются перфорационные отверстия при данных факторах.

Первым фактором, который учитывается при выборе интервала перфорации, является насыщенность флюидами пласта, вскрытого скважиной.

В случае вскрытия скважиной нефтенасыщенного пласта, он перфорируется по всей толщине продуктивного объекта, поскольку нет опасности прорыва воды и газа в скважину.

Пласты с подошвенной водой и газовой «шапкой» перфорируются в нефтяной части [4], а расстояние от верхних перфорационных отверстий до ГНК, и от нижних до ВНК устанавливается для каждой конкретной залежи опытным путем, с рассмотрением факторов, перечисленных выше.

Распространено мнение, что увеличение расстояния от интервала перфорации до ВНК и ГНК является оптимальным решением проблемы прорыва воды и газа в скважину [5]. Однако, на практике данное решение не всегда оказывается приемлемым, поскольку увеличение расстояния от нижних и верхних перфорационных отверстий до ВНК и ГНК приводит к уменьшению самого перфорационного интервала, и, следовательно, снижению конечной нефтеотдачи. Более того, зачастую подобные действия не приводят к увеличению безводного и безгазового дебитов, а лишь увеличивают период безводной и безгазовой добычи. На рисунке 3 показано, что при двух различных по размеру интервалах перфорации достигается одинаковый безводный дебит нефти, но в случае 1, где размер интервала перфорации больше, срок безводной добычи короче, чем в случае 2, где размер интервала меньше.



Рисунок 3 – Пример безводной добычи нефти при различных интервалах перфорации: 1 – при большем размере интервала перфорации; 2 – при меньшем

В связи с этим, часто скважины перфорируются на таком интервале, на котором технически возможно и экономически рентабельно будет сдерживать образование газовых конусов и конусов обводнения, с целью получения максимальных дебитов.

Еще одним фактором, влияющим на расположение интервала перфорации, является наличие или отсутствие непроницаемых пропластков. Так, например, если на границе ВНК присутствует непроницаемый пропласток, нижние перфорационные отверстия рекомендуется располагать на некотором отдалении от данного пропластка, т.к. он сдерживает образование конуса обводнения, а перфорирование скважины вблизи данного пропластка может его повредить, спровоцировав прорыв воды к перфорационным отверстиям.

Влияние расположения интервала перфорации в неоднородных по проницаемости пластах рассматривалось в работе [6].

В данной работе рассматриваются 9 вариантов расположения интервалов перфорации добывающих и нагнетательных скважин в двухслойной модели пласта размером 1500x1500x10 м (см. рисунок 4, светлым показаны низкопроницаемые пласты с коэффициентом проницаемости 360 мД, темным – высокопроницаемые пласты с коэффициентом проницаемости 1500 мД). Для определения влияния различных перфорационных интервалов от высоко и 16

низкопроницаемых пластов использовалось три варианта: при равном отношении толщин пропластков, при преобладании низкопроницаемого пропластка ($h_1/h_2 = 2,3$) и преобладании высокопроницаемого пропластка ($h_1/h_2 = 0,42$).

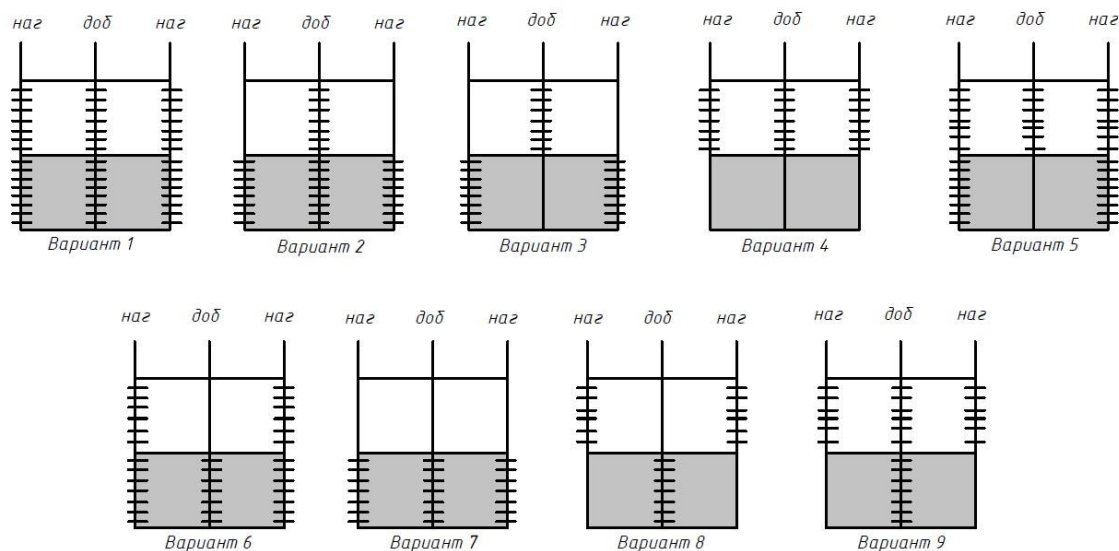


Рисунок 4 – Схематическое изображение вариантов с различными интервалами перфорации: наг – нагнетательные скважины; доб – добывающие скважины

Все расчеты велись до достижения обводненности продукции значения 98%. Результаты исследований приведены в таблице 1 (Приложение А).

В полученных результатах можно выделить три группы целей, выдвигаемых при разработке месторождения: высокий КИН, низкий ВНФ и высокие темпы отбора.

В таком случае, можно выделять наиболее эффективные варианты расположения перфорационных интервалов исходя из начальных целей и геологических условий. Данный выбор представлен на рисунке 5.

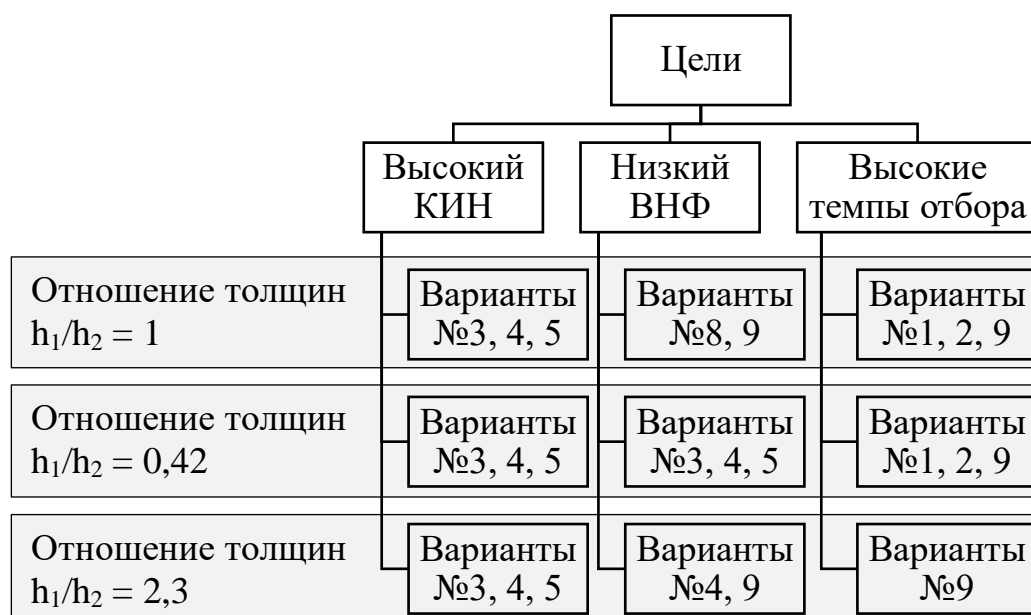


Рисунок 5 – Блок-схема выбора варианта перфорации

Как видно из таблицы 1 и рисунка 5, при всех вариантах отношения толщин, к наиболее высокому КИН приводит использование вариантов 3, 4 и 5, в которых добывающая скважина перфорируется в низкопроницаемой части пласта. Однако, эти же варианты характеризуются наименее высокими темпами отбора и наибольшей длительностью эксплуатации, что не всегда может быть экономически допустимо. Так же, при отношении толщин $h_1/h_2 = 1$ и $h_1/h_2 = 2,3$ эти варианты характеризуются быстрым обводнением продукции и высокими значениями ВНФ.

Если главными целями разработки рассматривать быстрые темпы отбора и низкий ВНФ, наиболее приемлемым при всех отношениях мощностей пропластков является вариант 9, при котором добывающая скважина перфорируется по всей мощности пласта.

Помимо всех вышеописанных факторов, существует еще один, не менее важный – технология проведения перфорации. Наиболее распространенной в настоящее время является кумулятивная перфорация, поскольку она позволяет одновременно вскрывать наибольший интервал в скважине (до 30 метров) по сравнению с другими перфораторами (1 метр для торпедной перфорации, 2,5 метра для пулевой). Однако кумулятивная перфорация является одной из

наименее «щадящих» методов прострела, а значит может вызывать осложнения при эксплуатации, особенно при вскрытии пласта вблизи ВНК и ГНК.

В работе [7] описывается возможность использования компрессоров взрывных давлений при проведении кумулятивной перфорации. Применение данных компенсаторов снижает воздействие образовавшегося после взрыва гидроудара на коллекторские свойства пласта, не допуская образования трещин в породе. Благодаря этому, значительно снижается интенсивность обводнения скважины, что приводит не только к увеличению безводной добычи нефти, но и к продлению сроков безводной эксплуатации (см. рисунок 6).

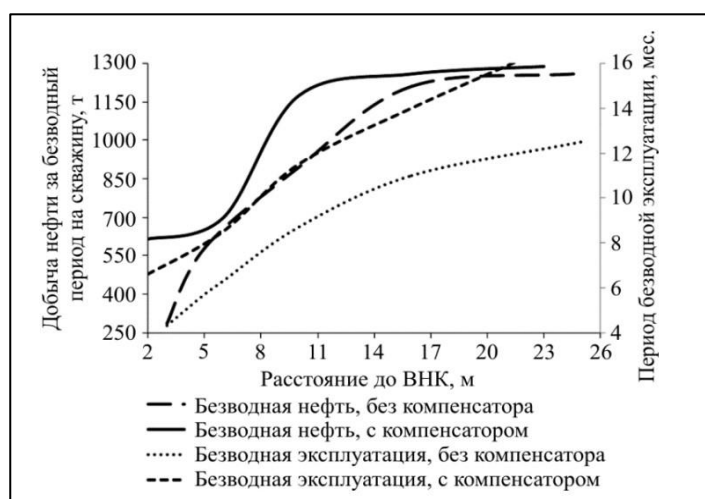


Рисунок 6 – Работа скважин, перфорированных с компенсатором взрывных давлений и без них

Также существует технология комплексной пластической перфорации, основанной на невзрывном вскрытии пласта, при которой ударное действие (взрывные давления) отсутствуют вовсе, что также позволяет значительно приблизить интервал перфорации к ВНК и ГНК. Данная технология заключается в модификации гидромеханических перфораторов. Основной ее отличительной способностью является возможность одновременного создания двух диаметрально противоположных отверстий, что значительно повышает износостойкость перфоратора и его производительность. Данная модификация

позволяет снизить усилие прижима устройства к эксплуатационной колонне, возникающее при одностороннем воздействии режущего инструмента на нее, а значит и уменьшить требующиеся дополнительные усилия на преодоление силы трения при перемещении устройства вверх-вниз и приводящее к его быстрому износу.

Данная технология прошла все процедуры утверждения и получила патенты Российской Федерации на изобретения №№ 2249678, 2256066, 2247226 [8].

В дополнение к этому, существует возможность создания перфорационных отверстий более «щадящими» методами – гидropескоструйной перфорацией и гидромеханической щелевой перфорацией, при условии, что это экономически рентабельно и допустимо условиями разработки.

1.3 Механизм приобщения пластов в процессе разработки многопластовых месторождений

Несмотря на важность выбора расположения интервала перфорации при вскрытии пласта, данная характеристика далеко не всегда обеспечивает максимально возможное нефтеизвлечение на разрабатываемом месторождении.

Большинство эксплуатируемых в настоящее время месторождений являются многопластовыми – имеют по 2, 3, а иногда и больше нефтенасыщенных объектов на одной площади, залегающих на разных глубинах. Так, например, на Самотлорском месторождении промышленная нефтегазоносность выявлена в 18 продуктивных пластах, приуроченных к юрской и меловой системам, залегающих на глубинах 1600 – 2500 метров. [9]

Существует несколько способов разработки многопластовых месторождений: одновременная и отдельная.

При последовательной (отдельной) разработке многопластовых месторождений применяется одна из двух схем: сверху вниз, когда вышележащий объект эксплуатируется перед нижележащим, и снизу вверх, при которой, соответственно, нижележащий объект эксплуатируется перед

вышележащим.

При одновременной разработке многопластового месторождения каждый эксплуатационный объект разрабатывается либо отдельной сеткой скважин (одновременно-раздельная разработка), либо единой, со вскрытием одной скважиной нескольких насыщенных пластов и разработкой их как единого эксплуатационного объекта (совместная разработка).

Одновременно-раздельная разработка не характеризуется широким применением, поскольку зачастую непроницаемые пропластки, разделяющие нефтенасыщенные пласты, обладают малыми толщинами, что зачастую приводит к образованию межпластовых перетоков, прорывов воды из нижележащих пластов в перфорационные отверстия вышележащих пластов и негерметичности цементного кольца. Помимо этого, одновременно-раздельная разработка требует больших капитальных затрат, поскольку необходимо обустройство большого числа скважин.

При совместной разработке месторождения требуется объединять пласты в единый эксплуатационный объект. Для этого учитывается ряд требований:

1. пласты должны принадлежать единому этажу нефтеносности;
2. природные режимы пластов должны быть одинаковыми;
3. пласты должны быть идентичны по литологии и типу коллекторов;
4. пласты должны иметь незначительные различия по проницаемости и неоднородности;
5. между выделяемыми эксплуатационными объектами должны иметься надежные разделы из непроницаемых пород;
6. вязкость нефти в пластовых условиях должна быть в объединяемых пластах одинаковой;
7. нефть пластов должна иметь одинаковые товарные качества;
8. эксплуатационные объекты должны обладать значительными извлекаемыми запасами.

На основании проектов совместной разработки проводят приобщение пластов, то есть вскрытие перфорацией еще не перфорированного пласта,

принадлежащего разрабатываемому или еще неразрабатываемому объектам, который находится выше или ниже уже перфорированных пластов.

В соответствии с проектом разработки в процессе эксплуатации скважин приобщение пластов может производиться специально. В этом случае после подъема глубинного оборудования производятся геофизические исследования по определению насыщенности пластов, представляющих объекты приобщения.

На основании геофизических исследований уточняют интервал и производят перфорацию приобщаемого пласта (или пластов). Затем определяют величины пластового и забойного давлений, коэффициенты продуктивности и проницаемости.

По полученным профилям притока или поглощения принимают решение о необходимости обработки призабойной зоны пластов. Для оценки результатов обработки записывают профили притока (приемистости). По данным исследований добывающих скважин подбирают типоразмер насосного оборудования и глубину его спуска.

Часто приобщение пластов проводят одновременно с различными ремонтными работами или обработкой пластов. В этом случае перфорацию приобщаемого пласта производят после проведения основного вида запланированных работ. Виды и объем исследований аналогичны описанным выше.

При глубинных исследованиях эффективность работ по приобщению пластов определяют по изменению коэффициента продуктивности скважины. Если глубинные исследования перед приобщением пластов в данной скважине не проводилось, то эффективность работ может быть оценена путем сравнения коэффициентов продуктивности данной скважины с соседней или же на основании другого геолого-промыслового материала.

При полном отсутствии исследований эффективность приобщения пластов определяют сравнением дебитов до и после проведения работ.

Долю участия приобщаемого пласта в общей добыче жидкости (нефти) из всех перфорированных пластов определяют по профилю отдачи.

Однако совместная разработка месторождений зачастую приводит к снижению коэффициента нефтеотдачи, увеличению объемов попутно добываемой воды и т.д.

В связи с этим, на поздней стадии разработки месторождений целесообразно разукрупнять объекты разработки, то есть уменьшать число эксплуатируемых пластов.

При разукрупнении объектов разработки проводятся работы по изоляции уже обводненных пластов с целью увеличения нефтеотдачи на пластах, оставляемых в разработке.

2 ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕРВАЛЬНОГО ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ ПЛАСТА

2.1 Требования к скважинам-кандидатам для проведения технологических операций

На практике, далеко не всегда выбранный при строительстве скважины перфорационный интервал позволяет получить наиболее возможную нефтеотдачу, в особенности на поздних этапах разработки месторождений. В связи с этим, широким распространением на нефтяных промыслах пользуются различные методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока, проводимые с целью улучшения ФЕС ПЗП и повышения продуктивности отдельно взятых скважин.

К МИП, в числе прочих, относятся повторная перфорация скважин – технология перестрела, и дострелы ранее не вскрытых перфорацией нефтенасыщенных пропластков.

Как и при применении других МИП, перед применением данных технологий необходимо определить скважины-кандидаты для проведения ГТМ.

Для проведения технологий дострела и перестрела предпочтение отдается скважинам, удовлетворяющим установленным нижеперечисленным критериям:

- продуктивность скважины значительно ниже проектно-базовой и продуктивности окружающих скважин;
- скважина должна быть технически исправна, состояние ЭК и сцепление цементного камня с колонной и породой должно быть удовлетворительным не только в интервале, предполагаемом для ГТМ, но и выше и ниже него;
- каналы перфорации не должны быть загрязнены фильтратом промывочной жидкости или буровым раствором;
- обводненность продукции скважины не должна превышать 15-20%;
- в продукции скважины должны отсутствовать газ из газовой шапки

и закачиваемая и законтурная воды.

Каждое из этих требований обусловлено технологическими особенностями рассматриваемых МИП.

Первое условие направлено на применение ГТМ на тех скважинах, работа которых без интенсификации притока не дает достаточных значений нефтеизвлечения.

Второй фактор гарантирует сохранность целостности ЭК и цементного камня, поскольку недостаточное качество и сцепление цементного кольца с колонной и породой может привести к его разрушению. В случае некачественного цементного кольца технологии дострела и перестрела применять можно только для пробивания отверстий в обсадной колонне.

Третий фактор позволяет сократить взрывное воздействие перфорации на стенки скважин и цементное кольцо, поскольку давление, вызванное работой перфоратора, будет направлено в сторону пласта.

Четвертый и пятый факторы направлены на предотвращение роста обводненности продукции после применения МИТ, а так же прорывов воды и газа в перфорационные отверстия. В случае, если конусообразование в пласте уже произошло (то есть происходит прорыв воды и газа в скважину), применение технологий дострела и перестрела приведет к усилению данных эффектов.

Таким образом, подготовительный этап работ, заключающийся в выборе скважин для проведения данных ГТМ, является основополагающим к последующей эффективной эксплуатации, роста продуктивности скважин и увеличения нефтеотдачи пласта.

2.2 Применение технологии перестрела добывающих скважин

Перестрел – это технология повторной перфорации ранее перфорированного интервала в скважинах.

Необходимость в перестреле пласта возникает в следующих случаях:

- затрудненный вызов притока из пласта в скважину при ее освоении после бурения;
- при проведении работ по возврату с одного объекта эксплуатации на

другой;

- при снижении производительности скважины в связи с загрязнением ПЗП, в том числе и перед применением других методов обработки ПЗП;
- после проведения РИР по отключению нижних перфорационных отверстий без предварительной временной изоляции верхних отверстий, оставляемых для дальнейшей эксплуатации;
- при переводе добывающих скважин под нагнетание воды после полного обводнения пластов.

Таким образом, видно, что основной целью проведения технологии повторной перфорации является повышение производительности скважины путем увеличения проводимости уже существующих перфорационных отверстий, как в начале эксплуатации, когда накопленная добыча еще мала, так и в процессе, когда среднесуточное значение дебита скважины значительно снижается.

Технология проведения перестрела скважины практически не отличается от технологии первичной перфорации пластов. Как правило, для перестрела используют тот же тип перфоратора, что и при первичной перфорации. Это обусловлено необходимостью создания аналогичных отверстий в стволе скважины, цементном камне и пласте, отверстиям, уже в них простреленным.

Помимо этого, при перестреле пластов необходимо учитывать состояние цементного кольца, которое зависит от плотности первичной перфорации и условий эксплуатации скважины. Для сохранения целостности цементного кольца после проведения технологии перестрела, плотность перфорации выбирается либо равной плотности первичной перфорации, в случае сильного загрязнения интервала, либо ниже.

Эффективность проведения технологии перестрела определяется по восстановлению притока из пласта в скважину, росту дебита нефти и жидкости или сравнению коэффициентов продуктивности скважины до и после проведения прострелочных работ.

Однако, после перестрела пластов однозначное определение

эффективности работ может быть затруднено. Например, в случае перестрела после проведения РИР по отключению нижнего пласта, для определения эффективности перестрела верхнего пласта необходимо иметь данные о продуктивности только этого пласта до проведения РИР, поскольку ранее добыча осуществлялась с двух пластов, что, в конечном итоге, могло привести к снижению нефтеотдачи после РИР. Поскольку при совместной эксплуатации многопластового месторождения такие данные часто отсутствуют, эффективность перестрела необходимо определять косвенными методами – анализом геолого-промыслового материала.

Однако, далеко не всегда проведение повторной перфорации позволяет добиться достаточной нефтеотдачи в пласте, поскольку данная характеристика зависит не только от диаметра и проводимости перфорационных каналов, но и глубины их проникновения в пласт. Поскольку перфорацией далеко не всегда удается достичь достаточной глубины каналов, рекомендуется, в особенности на поздних стадиях разработки, после проведения технологии дострела применять и другие методы воздействия на пласт.

2.3 Применение технологии дострела добывающих скважин

Дострел скважин – это технология создания новых перфорационных отверстий на интервале, ранее не вскрытом перфорацией.

Необходимость в достреле пласта возникает в следующих случаях:

- при эксплуатации мощных пластов, в которых первоначально перфорацией была вскрыта не вся нефтенасыщенная часть;
- при разработке залежей нефти с газовой шапкой и/или подошвенной водой;
- при разработке многопластовых месторождений в процессе приобщения пластов.

Таким образом, главной целью проведения технологии дострела добывающих скважин является наиболее полная выработка всей нефтенасыщенной мощности продуктивного пласта.

Наиболее часто данную технологию используют в слоисто-неоднородных пластах. Например, в продуктивных пластах, расчлененных плотными или глинистыми прослоями, рекомендуется перфорировать ближе к ВНК под нижним непроницаемым прослоем, а после обводнения вскрытого интервала его изолировать и проводить поочередный дострел вышележащих пластов.

Это объясняется тем, что в случае поочередного вскрытия нефтенасыщенных толщ снизу вверх конусообразование в пласте будет сдержанным, и вода не будет перекрывать доступ нефти к перфорационным отверстиям.

В случае вскрытия скважиной нефтенасыщенного пласта с газовой шапкой, но без подошвенных вод, рекомендуется вскрывать пласт в нижней его части, а затем проводить постепенный дострел пласта над уже существующим перфорационным интервалом. Это объясняется тем, что процедура создания новых перфорационных отверстий намного менее ресурсо- и трудозатрано, чем изоляция части перфорационных отверстий, особенно в средней и верхней частях нефтенасыщенного пласта.

В случае наличия в пласте и подошвенных вод, и газовой шапки, рекомендуется первоначальную перфорацию проводить в зоне ВНК, а после обводнения вскрытого интервала, изолировать его и проводить дострел вышележащей части пласта, ближе к ГНК. Подобная поэтапная эксплуатация обеспечивает наибольшее нефтеизвлечение из пласта при допустимых значениях обводненности продукции и прорыва газа в скважину.

При проведении технологии дострела, как и при перестреле скважины, особое внимание уделяется состоянию цементного кольца.

Поскольку дострел пласта – это та же технология первичной перфорации еще неперфорированного интервала, технология дострела не отличается от технологии первичной перфорации.

Дострел скважин, как правило, проводят с той же плотностью, что и первичную перфорацию.

Для проведения дострела могут использоваться как те же аппараты, что и

при первичной перфорации, так и другие – в случае неудовлетворительного качества первичной перфорации или наличия на вскрываемом интервале осложняющих факторов, которых не было при первичной перфорации.

Эффективность проведения технологии дострела оценивают путем сравнения коэффициентов производительности скважины до и после проведения работ.

Если перфорация осуществлена эффективно, то после дострела производительность скважины увеличивается за счет подключения в работу новых нефтенасыщенных интервалов.

2.4 Технология дострела и перестрела нагнетательных скважин

Помимо уже описанных технологий воздействия на перфорационный интервал в добывающих скважинах с целью интенсификации притока из пласта в скважину и вовлечения в разработку еще не задействованных нефтенасыщенных пластов или участков пласта, существуют технологии воздействия на перфорационные интервалы нагнетательных скважин.

В процессе эксплуатации, призабойная зона пласта нагнетательных скважин загрязняется наравне с ПЗП добывающих скважин. Основными загрязняющими элементами в ней служат илистые частицы, соли, а иногда даже смолы и нефтепродукты, содержащиеся в закачиваемой воде. [10]

Данное загрязнение приводит к значительному снижению проводимости перфорационных каналов и, как следствие, снижению, а зачастую и полной потере приемистости пластов, а значит и значительному снижению нефтеотдачи.

Во избежание снижения конечной нефтеотдаче, восстановлению приемистости уделяется большое внимание.

Одной из методик восстановления приемистости нагнетательных скважин служит метод повторной перфорации – перестрела, с последующей обработкой ПЗП нагнетательной скважины.

Данная технология позволяет значительно улучшить проницаемость ПЗП нагнетательных скважин, проводимость перфорационных отверстий, а значит и увеличивает качество заводнения, что приводит к восстановлению, а зачастую и

росту значений добычи нефти по сравнению со значениями до обработки ПЗП.

Помимо проблем загрязнения ПЗП нагнетательных скважин существует так же проблема недостаточного охвата пласта заводнением. В особенности часто данная проблема наблюдается в неоднородных по проницаемости пластах, когда перфорационный интервал нагнетательной скважины оказывается либо под, либо в низкопроницаемой части пласта. В результате основной объем закачиваемой воды фильтруется по уже хорошо промытым каналам, а менее проницаемые и вышележащие участки пласта оказываются невыработанными.

Для решения данной проблемы зачастую применяется технология дострела нагнетательных скважин. Проводятся исследования по существующей динамике и характеру заводнения, выделяются участки, не охваченные заводнением и производится дострел в интервалах, способных обеспечить вовлечение данных участков в разработку.

Технологию дострела нагнетательных скважин зачастую использую и с целью повышения нефтеотдачи, даже в тех случаях, когда пласт полностью охвачен заводнением, с целью повышения приемистости. Особенно часто данную технологию применяют в процессе разработки с поднятием уровня ВНК.

Однако, данная технология не всегда оказывается эффективной, поскольку при нагнетании в пласт большого количества воды на большом интервале, существует риск прорыва нагнетаемой воды в добывающие скважины, что значительно снижает нефтеотдачу пластов и осложняет дальнейшую разработку.

Таким образом, воздействуя на перфорационные интервалы нагнетательных скважин можно значительно улучшить показатели разработки.

2.5. Проведение ремонтно-изоляционных работ в скважинах

Как говорилось ранее, путем изменений характеристик перфорационного интервала – его размера, положения и проводимости, можно в значительной мере увеличить значения нефтеотдачи пласта.

Однако, рассмотренные технологии дострела и перестрела скважины направлены на увеличение перфорационного интервала и улучшение его

свойств.

На практике же зачастую оказывается необходимо отделять обводненную часть пласта от части, все еще находящейся в разработке путем проведения ремонтно-изоляционных работ.

Необходимость в проведении РИР возникает в следующих случаях:

- обводненность части разрабатываемого продуктивного объекта, прорыв подошвенных вод в перфорационные отверстия;
- обнаружение в продукции скважины газа из газовой шапки, образование газовых пробок в скважине;
- перевод скважины на выше- или нижезалегающие горизонты;
- необходимость изоляции продуктивных горизонтов друг от друга при обнаружении межпластовых перетоков.

Таким образом, проведение РИР можно рассматривать как методику уменьшения перфорационного интервала с целью сдерживания конусообразования в пласте, снижения обводненности продукции и предотвращению прорыва газа в скважину.

Как уже говорилось в п. 2.3 перекрытие обводненных интервалов может выступать подготовительными работами к технологии дострела вышележащих участков нефтенасыщенного пласта. В таких случаях, проведение РИР не всегда значит уменьшение перфорационного интервала, а лишь изменение его положения.

Перекрытие части перфорационных отверстий может производиться двумя способами – закачкой тампонажного раствора в интервал, выбранный для изоляции, или спуском пакеров.

В первом случае, фактически, происходит повторная цементация выбранной части перфорационного интервала с целью ограничения притока из пласта в скважину. Данный метод является наиболее применимым при изоляции отдельных перфорационных отверстий, однако на практике влечет за собой ряд осложнений.

Например, часто наблюдаются ситуации, когда, установив цементный

мост напротив изолируемого интервала, обнаруживают его не на расчетной глубине. Данное явление может наблюдаться в скважинах с высокой приемистостью и низким пластовым давлением. В скважинах же с высоким пластовым давлением и большим газовым фактором цементный мост во время ожидания затвердевания цемента «прошивается», и операцию приходится проводить несколько раз до получения положительного результата.

Помимо этого, при повторном цементировании части перфорационного интервала происходит загрязнение тех перфорационных отверстий, которые еще планируется оставлять в разработке, что требует проведения технологии перестрела пластов после проведения РИР (см. п. 2.2).

Менее распространенной, но все же эффективной технологией перекрытия части перфорационного интервала служит использование пакеров.

Пакер предназначен для перекрытия затрубного пространства, изоляции пласта от вышележащего разреза скважины.

Таким образом, установка пакеров на выбранных интервалах позволяет продолжать эксплуатацию скважины оставляемыми в работе перфорационными отверстиями.

Однако, для снижения действия высоких импульсов давлений на стенки скважины (эффект поршневания) и произвольного гидроразрыва слабых пластов, в пакерах предусмотрена возможность перетекания части жидкости из подпакерного пространства через уравнильный клапан, что значительно снижает эффективность перекрытия обводненной части пласта.

Таким образом, технология изоляции части перфорационного интервала является достаточно трудоемкой и сложно выполнимой, что объясняет стремление недропользователей в процессе строительства скважины проводить первичную перфорацию на таком интервале, на котором бы не требовалось дальнейшее перекрытие части перфорационных отверстий.

Несмотря на это, изоляция обводненных и загазованных частей нефтенасыщенного пласта все же является эффективной методикой интенсификации притока и применяется в случаях, когда после изоляции

перфорационный интервал планируется обрабатывать дополнительно методами дострела и перестрела.

3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Под комплексным подходом к перфорации скважин понимается комплекс мер и подходов к созданию первичного перфорационного интервала при строительстве скважины и его регулирование в процессе эксплуатации.

Начальным этапом при проведении первичной перфорации скважин рекомендуется провести выбор типа перфоратора, который будет применяться на данной скважине. В настоящее время, наиболее часто применяемыми являются два типа перфораторов: кумулятивный и гидромеханический.

Отличительной чертой метода кумулятивной перфорации является большая, в сравнении с другими методами, максимальная толщина вскрываемого интервала – до 30 метров. Именно этой характеристикой и объясняется повсеместное применение данных типов перфораторов. Однако, при кумулятивной перфорации невозможно обеспечить значения диаметра и глубины перфорационных каналов достаточными для обеспечения дальнейшей работы скважины без осложнений в ходе эксплуатации. При достижении достаточного диаметра канала, его длина значительно снижается, оказываясь равной 0,4, а иногда и 0,135 метрам. Положение перфорационного канала в пласте при кумулятивной перфорации показано на рисунке 7.

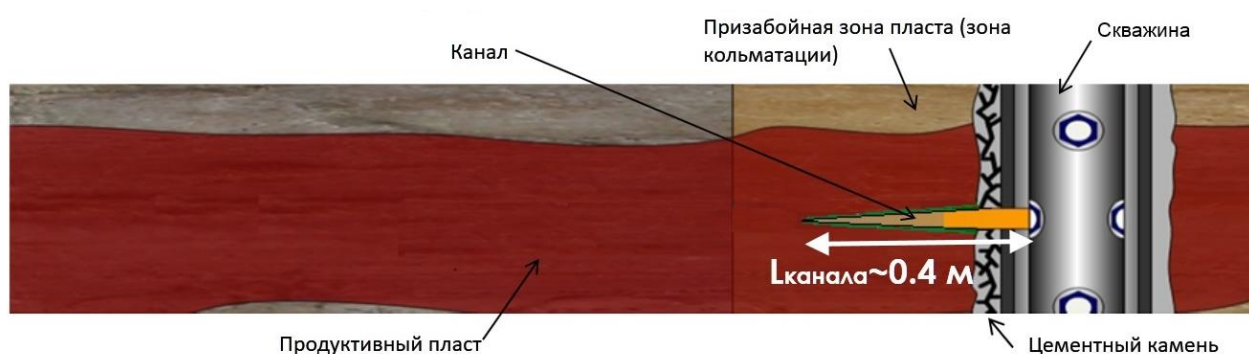


Рисунок 7 – Зона каналов кумулятивной перфорации

Решить проблему недостаточности глубины перфорационных каналов позволяет применение гидромеханических перфораторов. В отличие от кумулятивных, они обеспечивают длину канала до 2 метров, что является

достаточным для эксплуатации, в особенности на ранних стадиях, когда зона ПЗП еще не загрязнена. Данная длина перфорационного канала, помимо прочего, позволяет вести добычу из пласта вне зоны ПЗП, что так же может положительно сказываться на приток флюида к скважине. Однако, данный вид перфораторов применяется лишь в скважинах, обсаженных колоннами диаметрами 146 и 168 мм, а скорость проведения работ (40-60 минут на метр) значительно продлевает процесс создания перфорационных отверстий.

Положение перфорационного канала в пласте при кумулятивной перфорации показано на рисунке 8.

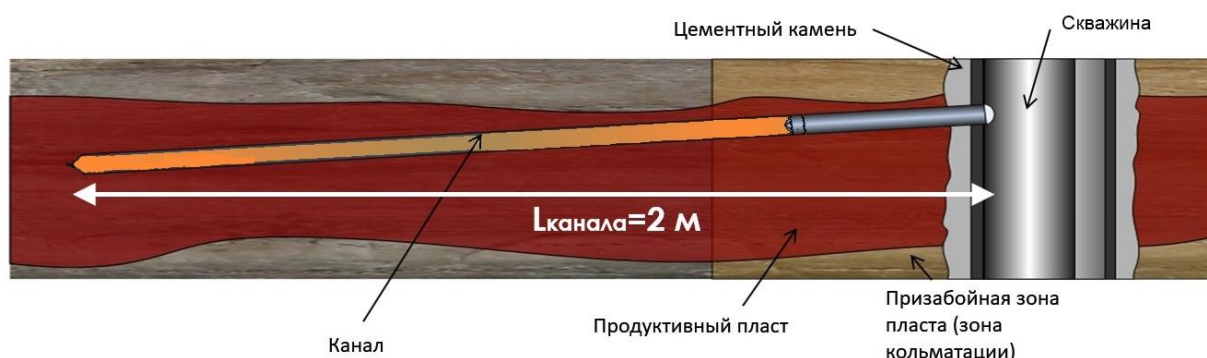


Рисунок 8 – Зона каналов гидромеханической перфорации

Сравнительные характеристики каналов кумулятивной и гидромеханической перфорации приведены в таблице 2. [11]

Таблица 2 – Параметры технологии гидромеханического вскрытия пласта по сравнению с кумулятивной перфорацией

Наименование	Виды перфорации	
	Кумулятивная	Гидромеханическая
Диаметры отверстий, мм	от 7 до 25 мм, в зависимости от глубины отверстия и величины заряда	32, постоянный
Длина канала при соответствующем диаметре отверстия, не более, мм	9,1 / 1200	32 / 2000

Продолжение таблицы 2

Динамическое воздействие (ударная волна) на обсадную колонну, цементный камень, пласт, давление	400000 кг/см ²	20 кг/см ² при бурении породы
Температура в зоне вскрытия – отверстия, С°	от 3000° до 6000°	Пластовая температура
Фазировка (ориентирование) отверстий	Дискретная 0°; 60°; 90°; 120°; 180°, неконтролируемая	управляемая в процессе
Поврежденная зона с низкой проницаемостью по длине канала, мм	до 13	отсутствует

Таким образом, кумулятивная перфорация будет наиболее применима в хорошо проницаемых, мощных пластах, в то время как гидромеханическую перфорацию рекомендуется применять в плотных, низкопроницаемых коллекторах, в которых образование неглубоких перфорационных каналов приведет к недостаточности притока из пласта в скважину и, как следствие, скорую необходимость применения МИП.

После выбора применяемого перфоратора, необходимо определить размер и положение перфорационного интервала в скважине. Данный выбор производится на основе данных геофизических исследований по насыщенности и свойствам коллектора, вскрываемого скважиной, а так же геологическим условиям, описанным в п. 1.2 данной работы.

Маломощные пласты рекомендуется перфорировать на всю нефтенасыщенную мощность гидромеханическими перфораторами при условии отсутствия на границе ВНК и ГНК непроницаемых пропластков.

Пласты, характеризующиеся большой нефтенасыщенной мощностью рекомендуется эксплуатировать поэтапно, от зоны ВНК вверх, как это описано в

п. 2.3 данной работы с поочередным перекрытием обводненных отверстий и дострелом нового перфорационного интервала.

После проведения технологии вторичного вскрытия пласта – проведения в скважине первичной перфорации, и начала эксплуатации, необходимо проводить контроль за разработкой месторождения, анализировать движение контактов в пласте (в особенности конусообразования при подтягивании подошвенных вод и газовой шапки к перфорационным отверстиям в ПЗП), притоком жидкости и дебитом нефти в ходе работы скважины.

Если в ходе эксплуатации выявляются скважины, удовлетворяющие критериям, описанным в п. 2.1 данной работы, а именно недостаточная производительность скважины при удовлетворительных качествах цементного камня, ЭК и пласта, необходимо проведение интервального повышения продуктивности пласта.

В случае снижения притока из пласта в скважину, рекомендуется проведение прострелочных работ в качестве МИП. Данные работы могут включать в себя:

- перестрел созданного ранее перфорационного интервала для снижения влияния загрязненности ПЗП, в том числе и с последующей обработкой ПЗП другими методами интенсификации притока;
- перестрел перфорационного интервала в нагнетательных скважинах при снижении их приемистости в связи с загрязнением перфорационных каналов;
- дострел новых интервалов в нагнетательных скважинах, если охват пласта заводнением оказывается недостаточным для эффективной эксплуатации и поддержания пластового давления, что ведет к снижению добычи на добывающих скважинах.

В случае успешного проведения данных работ, продуктивность добывающей скважины, выбранной в качестве кандидата для повышения производительности скважины, увеличение дебита добывающей скважины и приемистости нагнетательной, а так же рост коэффициента охвата пласта

заподнением.

В случае роста в скважинной продукции содержания пластовых вод, газа из газовой шапки или образования в пласте конусов обводнения и загазованности, рекомендуется проводить работы по выведению из эксплуатации части интервала. Данные работы могут включать в себя:

- проведение РИР по отключению обводненных и загазованных перфорационных отверстий путем перекрытия их пакерами или повторной цементации выбранного интервала с последующим перестрелом перфорационных отверстий, оставляемых в работе;
- проведение РИР по отключению всего существующего в скважине перфорационного интервала с последующим дострелом в вышележащей части пласта для однопластовых месторождений, либо выше- или нижележащие пласты для многопластовых месторождений.

Эффективность проведения технологии дострела оценивают путем сравнения коэффициентов производительности скважины до и после проведения работ.

Таким образом, при рассмотрении технологии перфорации скважины как комплекса мер по вторичному вскрытию пласта и дальнейшему регулированию показателей разработки путем изменения выбранного перфорационного интервала в ходе работы скважины, можно добиться значительного увеличения нефтеотдачи пласта, снижения обводненности продукции, конусообразования в пласте и прорыва воды и газа в скважину при неполном нефтеизвлечении из продуктивного пласта.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Сметаниной Любови Алексеевне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета исследований	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ. Определение затрат.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка экономической эффективности внедрения новой технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	К.и.н.		31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Сметанина Любовь Алексеевна		31.03.2021

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основной темой выпускной квалификационной работы является технология создания перфорационных отверстий в стволе скважины. Перфорирование скважин проводят как с целью вызова притока из пласта в скважину, так и с целью его интенсификации, и как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах.

Увеличение перфорационного интервала (с помощью технологий дострела) в нагнетательных скважинах, при правильном применении данной технологии, позволяет увеличить коэффициент охвата пласта заводнением и, как следствие, приводит к увеличению коэффициента извлечения нефти.

В данном разделе приведено экономическое обоснование эффективности применения технологии дострела на нагнетающих скважинах как метода увеличения нефтеотдачи. Целью данного обоснования является установление экономической целесообразности применения технологии дострелов при разработке нефтяных месторождений.

Анализ экономической эффективности применения технологии

Технологию дострела предлагается провести на 16 скважинах нагнетательного фонда месторождения М. Продолжительность технологического эффекта от проведения мероприятия составляет 3 года. В среднем стоимость одного мероприятия равна 105,315 тыс. руб [12]. Суммарный среднесуточный прирост дебита по всем скважинам в начале эксплуатации после проведения технологии дострела составит 8081 м³/сут, при потерях за счет уменьшения давления нагнетания -2687 м³/сут (то есть «чистый» прирост дебита составит примерно 4665,8 т/сут, по 291,6125 т/сут на каждую скважину).

Среднегодовой темп уменьшения эффективности от проведенного мероприятия равен 20%. Коэффициент эксплуатации скважин – 0,94.

Себестоимость добычи нефти для предприятия составляет 5408 руб./т. Доля условно-переменных затрат в себестоимости нефти – 59%. [13]

Ставка дисконта принимается равной 14%, ставка налога на прибыль – 24%. [14]

Для расчетов возьмем нефть марки Brent. Стоимость данной нефти составляет 67,42 \$/баррель. Курс доллара 74,36 руб. 1 баррель равен 0,1364 т. Таким образом, стоимость нефти составит 36460,736 руб./т. Данные взяты на 14.05.2021 года. [15]

Дополнительная добыча нефти за год после проведения мероприятия по дострелу нагнетательных скважин определяется по формуле 6:

$$\Delta Q = \Delta q \cdot T \cdot K_э \cdot N, \quad (6)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

T – время работы скважины в течение года, сут.;

N – количество скважин на которых проводится инновационное мероприятие, ед.;

$K_э$ – коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.

Дополнительная добыча за 1-й год составит:

$$\Delta Q_{(1)} = 4665,8 \cdot 365 \cdot 0,94 = 1600835,98 \text{ тонн.}$$

В среднем продолжительность технологического эффекта по уже реализованным проектам приблизительно 2 года. С последующим течением времени темп снижения эффективности от дострела скважины составляет около 15-20% в год. Таким образом, расчетное значение дебита в год n после проведения мероприятия можно найти по следующей формуле:

$$\Delta q_n = \Delta q_{(n-1)} - (\Delta q_{(n-1)} \cdot K_п), \quad (7)$$

где Δq_n – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

$\Delta q_{(n-1)}$ – прирост среднесуточного дебита за предыдущий год, т/сут.;

$K_п$ – среднегодовой коэффициент падения добычи, д.ед.

Прирост среднесуточного дебита за 2-й и 3-й года составит:

$$\Delta q_2 = 291,6125 - (291,6125 \cdot 0,2) = 223,29 \text{ т/сут.};$$

$$\Delta q_3 = 223,29 - (223,29 \cdot 0,2) = 186,632 \text{ т/сут.}$$

Дополнительная добыча за 2-й и 3-й года соответственно равна:

$$\Delta Q_{(2)} = 223,29 \cdot 365 \cdot 0,94 \cdot 16 = 1280668,78 \text{ тонн.};$$

$$\Delta Q_{(3)} = 186,632 \cdot 365 \cdot 0,94 \cdot 16 = 1024535,03 \text{ тонн.}$$

Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти в году n рассчитывается по формуле 8:

$$\Delta B_n = \Delta Q_n \cdot C_n, \quad (8)$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в n -м году, тонн;

C_n – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 1600835,98 \cdot 36460,736 = 58367658046 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_2 = 1280668,78 \cdot 36460,736 = 46694126437 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_3 = 1024535,03 \cdot 36460,736 = 37355301149 \text{ руб.}$$

Текущие затраты на проведение мероприятия в году n определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле 9:

$$\Delta Z_n = \Delta Z_{\text{доп } n} + Z_{\text{мер}}, \quad (9)$$

где $\Delta Z_{\text{доп } n}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в n -м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

Условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в n -м году в свою очередь можно рассчитать по формуле 10:

$$\Delta Z_{\text{доп } n} = \Delta Q_n \cdot C \cdot \frac{D_{\text{у.пер}}}{100}, \quad (10)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{\text{у.пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 1600835,98 \cdot 5408 \cdot 0,59 = 5107819378,11 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2} = 1280668,78 \cdot 5408 \cdot 0,59 = 4086255502,48 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 3} = 1024535,03 \cdot 5408 \cdot 0,59 = 3269004401,99 \text{ руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле 11:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{мер}} \cdot N_{\text{скв}}, \quad (11)$$

где $C_{\text{мер}}$ – стоимость одного мероприятия, руб.;

$N_{\text{скв}}$ – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 1685040 \text{ руб.}$$

Тогда общие затраты на проведение мероприятия составят:

$$\Delta Z_1 = 5109504418 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_2 = 4086255502 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_3 = 3269004402 \text{ руб.}$$

Для расчета налога на прибыль по формуле 12 рассчитывается налогооблагаемая прибыль на n -й год:

$$\Delta\Pi_{\text{н.обл } n} = \Delta B_n - \Delta Z_n, \quad (12)$$

где ΔB_n – прирост выручки от реализации в n -м году, руб.;

ΔZ_n – текущие затраты в n -м году, руб.

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } 1} = 58367658046 - 5109504418 = 53258153628 \text{ руб.};$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } 2} = 46694126437 - 4086255502 = 42607870934 \text{ руб.};$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } 3} = 37355301149 - 3269004402 = 34086296748 \text{ руб.}$$

Величина налога на прибыль за n -й год рассчитывается по формуле 13:

$$\Delta H_{\text{пр}} = \Delta\Pi_{\text{н.обл}} \cdot \frac{N_{\text{пр}}}{100}, \quad (13)$$

где $N_{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль, %.

$$\Delta H_{\text{пр } 1} = 53258153628 \cdot 0,24 = 12781956871 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр } 2} = 42607870934 \cdot 0,24 = 10225889024 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр } 3} = 34086296748 \cdot 0,24 = 8180711219 \text{ руб.}$$

Прирост потока денежной наличности за n -й год определяется по формуле 14:

$$\Delta\Pi_{\text{ДН } n} = \Delta\Pi_{\text{н.обл } n} - \Delta H_{\text{пр } n}, \quad (14)$$

$$\Delta\Pi_{\text{ДН } 1} = 53258153628 - 12781956871 = 40476196757 \text{ руб.};$$

$$\Delta\Pi_{\text{ДН } 2} = 42607870934 - 10225889024 = 32381981910 \text{ руб.};$$

$$\Delta\Pi_{\text{ДН } 3} = 34086296748 - 8180711219 = 25905585528 \text{ руб.}$$

Дисконтированный поток денежной наличности рассчитывается по формуле 15:

$$\text{ДПДН}_n = \frac{\Delta\Pi_{\text{ДН } n}}{(1 + i)^n}, \quad (15)$$

где i – ставка дисконта, д. ед.

$$\text{ДПДН}_1 = \frac{40476196757}{(1+0,14)^1} = 35505435752 \text{ руб.};$$

$$\text{ДПДН}_2 = \frac{32381981910}{(1+0,14)^2} = 24916883587 \text{ руб.};$$

$$\text{ДПДН}_3 = \frac{25905585528}{(1+0,14)^3} = 17485532342 \text{ руб.}$$

Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия определяется по формуле 16:

$$\text{ЧДД}_n = \sum \text{ДПДН}_n, \quad (16)$$

$$\text{ЧДД}_1 = \text{ДПДН}_1 = 35505435752 \text{ руб.};$$

$$\text{ЧДД}_2 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 = 35505435752 + 24916883587 = 72858178667 \text{ руб.};$$

$$\text{ЧДД}_3 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 = 35505435752 + 24916883587 + 17485532342 = 98763764195 \text{ руб.}$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения мероприятия дострелу скважин нагнетательного фонда представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	1600,83598	1280,668784	1024,535027
Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти, тыс. руб.	58367658,05	46694126,44	37355301,15
Условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти, тыс. руб.	5109504,418	4086255,502	3269004,402
Текущие затраты на проведение мероприятия, тыс. руб.	1685,04	0	0

Продолжение таблицы 3

Налог на дополнительную прибыль, тыс. руб.	12781956,87	10225889,02	8180711,219
Поток денежной наличности, тыс. руб.	40476196,76	32381981,91	25905585,53
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	35505435,75	24916883,59	17485532,34
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	35505435,75	60422319,34	77907851,68

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В результате реализации технологии дострела на 16 скважинах нагнетательного фонда месторождения М за 3 года возможно получение дополнительной добычи нефти в размере 3906,04 тыс. тонн. При этом чистый дисконтированный доход за рассматриваемый период составит 77907851,68 тыс. руб.

Рассчитанные показатели экономической эффективности позволяют сделать вывод об экономической целесообразности настоящего технологического мероприятия по увеличению КИН. Это позволяет рекомендовать применение технологии дострела в нагнетательных скважинах к внедрению на типовых нефтяных месторождениях.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Сметаниной Любви Алексеевне

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Оценка влияния положения интервала перфорации на показатели разработки нефтяных месторождений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технология перфорации скважин. Область применения: добывающие скважины.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>1.1 специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>1.2 организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровня шума; - превышение уровня вибрации; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повышенная запыленность рабочей зоны. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - высокое давление;

	- механические опасности; - электрический ток.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха. Гидросфера: загрязнение подземных вод. Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами и нефтью.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: - разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - нарушение электроснабжения; - взрыв и пожар. Наиболее типичная ЧС: разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.03.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Сметанина Любовь Алексеевна		31.03.2021

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Нефтяные промыслы отличаются высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. Прострелочно-взрывные работы, к которым относится технология перфорации, сопровождается различными осложнениями и рисками, требующими особенного контроля безопасности работ.

Как и любые другие мероприятия, проводимые на скважинах, создание перфорационных отверстий является сложной технологической операцией с различными вредными и опасными факторами, и источником повышенного уровня опасности при малейших отклонениях от технологического режима эксплуатации оборудования или правил проведения мероприятия.

В связи с этим на данных производствах необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих, а также предотвращения возможного возникновения чрезвычайных ситуаций. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Поскольку проведение перфорации скважины невозможно без присутствия работника непосредственно на месторождении, а месторождения находятся в отдалении от населенных пунктов и мест постоянного проживания работника, в основном преобладает вахтовый метод работы. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом прописаны в Главе 47 ТК РФ [16]. Помимо этого, работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся.

Работам вахтовым методом и работам на вредных и опасных

производственных объектах не допускаются лица, не достигшие совершеннолетия (18 лет), беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца, в исключительных случаях допускается увеличение до трех месяцев. Период вахты включает в себя время выполнения работ и время междусменного отдыха.

Для оператора по добыче нефти, газа и конденсата рабочая смена не должна превышать 12 часов. Поскольку необходимо обеспечивать непрерывный контроль за работой оборудования, работа на промысле организуется в две смены.

Работникам нефтяных месторождений в связи с характером работы и вахтовым методом работы предусматриваются выплаты надбавок за вахтовый метод работы взамен суточных за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от пункта сбора до места выполнения работ, льготы и компенсации за причиненный здоровью ущерб: увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Лицам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки, также предусмотрен ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2016 [17]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступным и

безопасным, должны соблюдаться эргономические требования к оборудованию и отсчетным устройствам индикаторов, прописанные в ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ и ГОСТ 22902-78 [18,19].

5.2 Производственная безопасность

Перфорация скважин осуществляется непосредственно на месторождении работниками геофизических партий или службами нефтяных промыслов. Работник, выполняя технологические операции на рабочем месте, состоящем из скважин, кустовой площадки и блоков автоматики, постоянно подвергается воздействию вредных и опасных факторов.

Все неблагоприятные производственные факторы по результирующему воздействию на организм работающего человека в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [20] подразделяют на вредные и опасные.

Факторы, влияющие на работника при проведении перфорации скважины представлены в таблице 4:

Таблица 4 – Возможные опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	—	—	+	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [21]
2. Превышение уровня шума	—	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [22]
3. Превышение уровня вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [23]

Продолжение таблицы 4

4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [24]
5. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [25]
6. Высокое давление	—	+	+	ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия [26]
7. Электрический ток	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [27]

5.2.1 Анализ вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия

5.2.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы по созданию перфорационных отверстий в скважине проходят на открытом воздухе. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия работающего и даже несчастному случаю. Работающие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты (СИЗ), которые выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [21]. Материал спецодежды должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые и фибровые каски. Для защиты глаз от попадания песка

используются очки. Защитой от пониженной температуры служит теплая спецодежда, работа в дождь запрещена технологическими инструкциями. Также сооружают помещения для обогрева сотрудников в холодное время года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время года работы приостанавливаются (таблица 5).

Таблица 5 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

5.2.1.2 Превышение уровня шума

Работа оператора ДНГ и геофизических бригад связана с нахождением на территории с повышенным уровнем шума, создающимся работающими техническими установками и агрегатами. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [22] значение уровня звука на открытой местности должно быть не более 80 дБ. В целях снижения уровня шума на нефтегазопромыслах предусматривается рациональная планировка производственных объектов и технических установок, производится планирование режимов труда и отдыха, работники обеспечиваются средствами индивидуальной защиты — противοшумными вкладышами или наушниками.

5.2.1.3 Превышение уровня вибрации

Уровень вибрации на рабочем месте оператора ДНГ обусловлен работой оборудования и агрегатов, находящихся в рабочей зоне. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [23] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ,

при частоте в 63 Гц. При вибрации производительность работника снижается, увеличивается вероятность получения травм (в том числе микротравм). Для защиты от вибрации используются резиновые перчатки.

5.2.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. Норма освещенности согласно СП 52.13330.2016 [24] должна быть не ниже 10 люксов. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. При соответствии освещенности указанным нормам дополнительные мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

5.2.2 Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия

5.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При проведении работ на нефтепромыслах используется автомобильный транспорт различного назначения, поэтому важно проводить мероприятия по устранению возможных механических травм, к числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2.003-91 [25].

5.2.2.2 Высокое давление

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может иметь тяжелые последствия. Опасность может быть связана со взрывом сосуда, в результате которого может произойти разрушение взрывной волной рядом расположенного оборудования и техники, травмирование работников осколками оборудования.

Причинами разгерметизации сосудов, работающих под давлением, могут

быть дефекты, возникшие при их изготовлении, хранении и транспортировке. Для своевременного обнаружения дефектов производят внешний осмотр сосудов и аппаратов, проводят испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

5.2.2.3 Электрический ток

При проведении работ на кустовых площадках источником поражения электрическим током могут быть плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением.

Воздействие электрического тока на человека может проявиться в виде электрического удара, электротравмы или профессионального заболевания. Поэтому важно чтобы все электрооборудование и электроинструменты были заземлены. Защитное заземление должно удовлетворять требованиям, прописанным в ГОСТ 12.1.030-81 [27].

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока применяются средства коллективной и индивидуальной защиты: изоляция токопроводящих частей, предупредительная сигнализация, использование знаков безопасности, защитное отключение, диэлектрические перчатки и ботинки, инструменты с изолированными рукоятками.

5.3 Экологическая безопасность

Создание перфорационных отверстий сопровождается негативным воздействием на окружающую среду. С целью минимизации этого воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды, направленный на защиту атмосферы, гидросферы и литосферы.

5.3.1 Атмосфера

При эксплуатации скважин происходит загрязнение атмосферного воздуха на кустовой площадке углеводородным газом и сопутствующими вредными веществами.

Для защиты атмосферы от загрязнения проводят следующие

мероприятия:

- периодическая проверка оборудования на герметичность;
- контроль выхлопных газов автотранспорта, находящегося на территории кустовой площадки;
- уменьшение концентрации вредных веществ.

5.3.2 Гидросфера

Закачивание жидкости в пласт, детонация взрывчатых веществ, спускаемых в пласт на стенках труб и другие операции, сопровождающие технологию перфорации скважин, оказывают отрицательное воздействие на состав подземных вод. Помимо этого, можно выделить следующие причины загрязнения, вызванные последующей эксплуатацией месторождения:

- перетоки флюида в заколонном пространстве вследствие нарушения целостности обсадных колонн;
- хозяйственно-бытовые или твердые отходы.

Мероприятия по защите гидросферы должны быть основаны на данных инженерно-геологических изысканий, фильтрационных расчетах и прогнозах миграции загрязняющих веществ в подземных водах с учетом особенностей загрязняющих веществ.

При возникновении аварийной ситуации в целях защиты подземных вод от загрязнения необходимо оградить место аварии, покрыть адсорбционным материалом рассыпанные или разлитые вещества, прекратить отбор подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения в зоне аварии, собрать, нейтрализовать или уничтожить разлитые, или рассыпанные вещества и ликвидировать последствия аварии и повреждения [28].

5.3.3 Литосфера

Негативное влияние на состояние литосферы оказывают нефть и химические реагенты, используемые на месторождении. Загрязнение почв может происходить по следующим причинам:

- утечка химических реагентов при транспортировке;

- разлив реагентов на дозаторных установках;
- утечка раствора реагентов или нефти при повреждении или коррозировании оборудования скважины.

В случае загрязнения почвы нефтью необходимо произвести сбор пролитой нефти, срезку почвенно-растительного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ, после завершения разработки месторождения проводится рекультивация земель. Также в целях защиты литосферы необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью оборудования, производить подбор оптимальных химических реагентов.

Для предотвращения возникновения загрязнений необходимо проводить инструктажи для работников по вопросам соблюдения норм и правил экологической безопасности и ознакомление с требованиями санитарно-эпидемиологической службы.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации, которые можно разделить на ЧС природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, метели и снежные заносы, и ЧС техногенного характера: прекращение подачи электроэнергии, пожар на объекте, нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее вероятным ЧС на нефтяных промыслах является возникновение пожаров, которые могут возникнуть в результате открытого огня, искры от электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

Чтобы не допустить пожароопасных ситуаций между отдельными промышленными объектами должны выдерживаться определенные дистанции: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м. Помимо

этого, необходимо проводить повышение надежности технологического оборудования, своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок и устраивать инструктажи по пожарной безопасности на предприятии.

Руководитель предприятия, сотрудники и обслуживающий персонал в случае возникновения пожара или его признаков (дыма, запаха горения или тления различных материалов и т. п.) обязаны немедленно сообщить о пожаре в пожарную охрану. Прибывшие к месту пожара сотрудники обязаны:

- продублировать сообщение о возникновении пожара в пожарную охрану;

- принять немедленные меры по организации эвакуации людей;

- проверить включение в работу (или привести в действие) автоматических систем противопожарной защиты (оповещения людей о пожаре, пожаротушения, противодымной защиты);

- прекратить все работы (если это допустимо по технологическому процессу производства), кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;

- осуществить общее руководство по тушению пожара (с учетом специфических особенностей объекта) до прибытия подразделения пожарной охраны;

- обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, принимающими участие в тушении пожара;

- организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара.

После ликвидации пожара директор предприятия создает комиссию для определения объема восстановительно-ремонтных работ, возможности использования технологического оборудования, коммуникаций, а также оформления установленной документации и разрешения на пуск производства. В комиссию включается представитель пожарной охраны [29].

Во избежание взрывов и пожаров необходимо выполнение следующих

требований:

— топливную емкость для двигателей внутреннего сгорания и смазочные материалы необходимо располагать не ближе 15 м от кустовой площадки;

— электрические машины, оборудование и приборы должны соответствовать требованиям «Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования»;

— запрещается пользоваться открытым пламенем на кустовой площадке;

— курение разрешается только в специально отведенных местах, оборудованных емкостью с водой и надписью: «Место для курения».

Выводы по разделу «Социальная ответственность»

В данном разделе были рассмотрены опасные и вредные факторы, влияющие на здоровье и состояние работников, проводящих перфорацию нефтедобывающих скважин, приведены меры и мероприятия по устранению или снижению их негативного влияния. Выполнение всех требований по охране труда и соблюдения правил безопасности позволяет предотвратить возникновение чрезвычайных ситуаций.

Перфорация скважин оказывает негативное влияние на окружающую среду, поэтому необходимо уделять внимание экологической безопасности, проводить соответствующие мероприятия по защите окружающей среды.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации необходимо в соответствии со всеми должностными инструкциями и руководящими документами предпринять меры по ликвидации ЧС и ее последствий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены технологии первичной и повторной перфорации нефтяных скважин. Технология первичной перфорации проводится при вторичном вскрытии пласта при строительстве скважин и служит для вызова притока из пласта в скважину. С помощью повторной перфорации (технологий дострела и перестрела) проводится обработка призабойной зоны пласта и производится интенсификация притока. Как следствие, увеличивается коэффициент нефтеотдачи пласта.

Для достижения в процессе разработки наибольшего значения нефтеотдачи и наименьшего обводнения продукции необходимо уделять большое внимание выбору размера и положения перфорационного интервала. Это же поможет избежать больших потерь пластового давления в призабойной зоне – низкого скин-эффекта. Так же важно уделять внимание и выбору технологии перфорации – применяемого перфоратора.

Рассмотрение технологии перфорации скважин как комплекса мероприятий позволяет не только эффективно эксплуатировать месторождения на ранних этапах разработки, но и избегать и ликвидировать различные осложнения в процессе добычи нефти.

Также были рассчитана дополнительная выручка, полученная компанией за счет применения технологии дострела на скважинах нагнетательного фонда. На рассматриваемом месторождении с помощью данной технологии удалось добиться прироста дебита, равного 4665,8 т/сут, что в конечном счете за три года эксплуатации дало накопленный дисконтированный поток, равный 77907851,68 тыс. рублей.

Были рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении прострелочных работ, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов. Также были рекомендованы мероприятия по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Larry Behramn, James E. Brooks, Simon Farrant, Andrew Brown, Phil Smith and others. Perforating Practices That Optimize Productivity // Oilfield Review, Spring 2000. URL: <https://xdocs.pub/doc/perforating-practices-that-optimize-productivity-2000-qoeyv1z7ewn6>
2. Куштанова Г.Г. Подземная гидромеханика. Конспект лекций / Г.Г. Куштанова; Казанский (Приволжский) федеральный университет. – Казань, 2014. – 116 с.
3. РД 153–39.0–110–01 Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.
4. Санду С.Ф. Практикум по дисциплине «Разработка нефтяных и газовых месторождений»: учебное пособие / С.Ф. Санду, А.Т. Росляк, В.М. Галкин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 88 с.
5. Гиматудинов Ш. К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: Учеб. для вузов / Ш.К. Гиматудинов, И.И. Дунюшкин, В.М. Зайцев и пр. – Стереотипное издание. – М.: Альянс, 2016. – 302 с.
6. Гизатуллина Д. Ф., Вафин А.Р. Оценка влияния положения интервала перфорации на показатели разработки в слоисто –неоднородном пласте; опубл. 15.11.2015. URL: <http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2015/geol/006.pdf>
7. Неволин В.Г. Опыт использования компенсаторов взрывных давлений при кумулятивной перфорации // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2016. №21. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/opyt-ispolzovaniya-kompensatorov-vzryvnyh-davleniy-pri-kumulyativnoy-perforatsii>.
8. Патент РФ №2256066, 10.10.2009. Секторный способ щелевой гидромеханической перфорации скважины // Вячеславов В. С.

9. Самотлор. История предприятия [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://samotlor.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Dobicha_i_razrabotka/Zapadnaja_Sibir/samotlor/ (дата обращения 20.03.2021)
10. Яковлев А.Л. Анализ химических методов увеличения продуктивности скважин в ОАО «ТНК - НИЖНЕВАРТОВСК» // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02; URL: vsn.esrae.ru/ru/2-8
11. Технология радиального вскрытия пласта. PerfoDrilling Technologies [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://perfodrilling.com/#about> (дата обращения 24.04.2021)
12. Ахмадуллин Р. Х. Повышение эффективности выработки остаточных извлекаемых запасов пласта «ГД» Восточно-Сулеевской площади // Георесурсы. 2002. №3 (11). [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-effektivnosti-vyrabotki-ostatocnyh-izvlekaemyh-zapasov-plasta-gd-vostochno-suleevskoj-ploschadi> (дата обращения: 12.04.2021).
13. Стоимость добычи нефти российских компаний. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/2020627080-skol-ko-stoit-dobycha-nefti-v-rossii> (дата обращения: 12.04.2021)
14. Налог на прибыль организаций. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.nalog.ru/rn77/taxation/taxes/profitul/> (дата обращения: 12.04.2021)
15. Нефть BRENT. Цена. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://quote.rbc.ru/ticker/181206> (дата обращения: 12.04.2021)
16. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
17. ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
18. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

19. ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования.
20. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
21. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
22. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
23. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
24. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
25. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
26. ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
27. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
28. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
29. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности

Приложение А

Таблица 1 – Результаты исследования влияния положения перфорационных интервалов в неоднородном по проницаемости пласте

Вариант	Отношение h_1/h_2	Показатели разработки			
		КИН	ВНФ конечный, m^3/m^3	Накопленная добыча нефти, тыс. m^3	Срок разработки, лет
1	1	0,246	17,4	664,0	49
2	1	0,246	17,6	665,3	49
3	1	0,289	19,2	781,6	313
4	1	0,286	18,9	773,2	307
5	1	0,288	19,2	780,4	312
6	1	0,248	17,8	672,4	65
7	1	0,249	18,0	673,4	65
8	1	0,246	17,1	664,5	62
9	1	0,243	16,7	658,1	47
1	2,3	0,287	19,4	777,4	80
2	2,3	0,290	19,5	785,6	81
3	2,3	0,314	19,3	849,2	234
4	2,3	0,309	19,1	836,8	230
5	2,3	0,313	19,2	846,7	233
6	2,3	0,301	19,7	814,3	152
7	2,3	0,303	19,7	819,3	153
8	2,3	0,296	19,5	801,5	149
9	2,3	0,282	19,1	763,2	78
1	0,42	0,273	12,5	738,4	37
2	0,42	0,273	12,5	737,7	37
3	0,42	0,320	10,4	865,0	471

Продолжение таблицы 1

4	0,42	0,318	10,4	861,2	469
5	0,42	0,320	10,4	864,9	471
6	0,42	0,273	12,5	739,1	40
7	0,42	0,273	12,5	738,6	40
8	0,42	0,272	12,4	736,9	40
9	0,42	0,272	12,3	736,0	37