

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ВЛИЯНИЕ ПЛОТНОСТИ СЕТКИ РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН НА КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.342

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Кудрявцев Артем Максимович		

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	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.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
2Б7П	Кудрявцев Артем Максимович

Тема работы:

ВЛИЯНИЕ ПЛОТНОСТИ СЕТКИ РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН НА КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-12/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.06.2021
--	------------

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	Изучение покоэффициентного метода оценки коэффициента извлечения нефти. Обоснование распределения плотности сетки скважин в различных геологических условиях. Анализ современных подходов к рациональному применению сетки скважин. Обоснование применения потокоотклоняющих технологий. Анализ технологии построения фильтрационных моделей пласта.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, Спицына Любовь Юрьевна
«Социальная ответственность»	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Анализ влияния коэффициента охвата сеткой скважин на нефтяных месторождениях	
Анализ современных технологических решений по оптимизации размещения скважин	
Рекомендации по выбору сетки скважин при построении геологических фильтрационных моделей пласта	
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
2Б7П	Кудрявцев Артем Максимович		31.03.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

$K_{\text{выт}}$ - коэффициент вытеснения нефти;

$K_{\text{охв}}$ - коэффициент охвата нефтенасыщенной площади пласта;

$K_{\text{о.в.}}$ - коэффициент охвата вытеснением;

$K_{\text{о.з.}}$ - коэффициент заводнения;

$K_{\text{охв.выт.h}}$ - коэффициент охвата вытеснением по мощности;

$K_{\text{охв.выт.S}}$ - коэффициент охвата вытеснением по площади;

$V_{\text{охв.выт}}$ – часть эффективного объема залежи;

$V_{\text{общ}}$ – общий эффективный объем залежи;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ВНК - водонефтяной контакт

ПСС - плотность сетки скважин

АГПМ - адаптационная геолого-промысловая модель

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа страниц 114, в том числе рисунков 23, таблиц 28. Список литературы включает источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: сетка скважин, коэффициент охвата пласта заводнением, увеличение нефтеотдачи.

Объектом исследования являются нефтяной пласт.

Цель исследования – влияние плотности сетки скважин на коэффициент извлечения нефти в различных геологических условиях на месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования были подробно рассмотрены разные плотности сеток скважин, а также виды заводнения, применяемые при, различные геологических условиях. Проведен анализ потокоотклоняющих технологий и сопутствующих им химических реагентов, применяющихся для увеличения охвата пласта заводнением и уменьшения остаточной нефтенасыщенности. Проанализированы современные технологии построения цифровых моделей.

В результате исследования выявлен положительный эффект оптимизации плотности сетки скважин. С помощью данной технологии можно увеличить охват пласта заводнением и добыть остаточную нефть.

Область применения: нагнетательные скважины и добывающие скважины.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет применения наиболее выгодной плотности сетки скважин.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1.АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ОХВАТА СЕТКОЙ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	11
1.1 Покоэффициентный метод оценки коэффициента извлечения нефти.....	14
1.2 Оценка коэффициента охвата сеткой скважин.....	18
1.3 Обоснования распределения плотности сетки скважин в различных геологических условиях.....	28
2.АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОПТИМИЗАЦИИ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН.....	37
2.1 Особенности выбора и обоснования вариантов разработки месторождения.....	37
2.2 Обзор современных подходов к рациональному применению сетки скважин на нефтяных месторождениях.....	44
2.3 Обоснование применение потокоотклоняющей технологий в формировании процессов воздействия на нефтяные пласты.....	53
3.РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ СЕТКИ СКВАЖИН ПРИ ПОСТРОЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТА.....	63
4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	74
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	74
4.2 Анализ конкурентных технических решений.....	75
4.3 Swot-анализ.....	76
4.4 Технология QuaD.....	78
4.5 Расчёт продолжительности выполнения работ.....	80
4.6 Расчёт сметной стоимости работ.....	82
4.7 Определение экономической эффективности.....	84

4.8	Определение ресурсоэффективности проекта	85
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	91
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	91
5.2	Производственная безопасность	93
5.2.1	Анализ выявленных вредных факторов рабочей зоны.	94
5.2.2	Анализ опасных производственных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте	98
5.2.3	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего).....	102
5.3	Экологическая безопасность.....	104
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	106
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	109
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	110
	Приложение А	114

ВВЕДЕНИЕ

Основная задача разработки нефтяных месторождений – достижение максимальных результатов по извлечению запасов нефти и газа, находящихся в недрах, при минимальных экономических затратах. Месторождения нефти различаются между собой начальными запасами, продуктивными площадями, толщинами пласта, фильтрационно-емкостными параметрами, неоднородностью, свойствами пластовых флюидов, пластовыми давлениями, температурами.

Одним из путей снижения неблагоприятного влияния геологических факторов и повышения эффективности разработки нефтяных месторождений является использование вторичных и третичных методов увеличения нефтеотдачи, но при этом необходимо учитывать, что конечный КИН увеличится незначительно, поэтому наиболее актуальными вопросами дальнейшего совершенствования проектирования разработки нефтяных месторождений является обоснование выбора оптимальной плотности сетки скважин.

Число эксплуатационных и нагнетательных скважин не так информативно, как понятие плотности сетки скважин, представляющее собой отношение площади к числу скважин. В зависимости от количества продуктивных пластов, толщины, типов и фильтрационной характеристики коллекторов, глубины залегания каждого из продуктивных пластов, степени их гидродинамической сообщаемости и т.д. система разработки месторождения может предусматривать выделение в его геологическом разрезе одного, двух и более объектов разработки

Поэтому актуальностью данной работы является: выявление наиболее оптимальной плотности сетки скважин для увеличения коэффициента извлечения нефти.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ влияния плотности сетки скважин на коэффициент извлечения нефти.

Для достижения данной цели автору предстоит решить следующие задачи:

1. Определить влияние коэффициента охвата сеткой скважин на нефтяных месторождениях.
2. Проанализировать методы воздействия на залежь.
3. Обосновать применение современных технологий к рациональному размещению сетки скважин.

1. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ОХВАТА СЕТКОЙ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Решение проблемы влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу в значительной степени связано с охватом пластов воздействием, т. е. с оценкой доли дренируемых запасов, а также с обеспечением необходимых темпов добычи нефти. Обе эти задачи решаются на основании технико-экономических расчетов различных вариантов по плотности сетки для одной какой-то системы размещения скважин, исходя из применяемых в настоящее время критериев оптимальности (рациональности).

В регламенте составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39-007-96) говорится, что системы размещения и плотность сеток добывающих и нагнетательных скважин обязательно обосновываются в проектных документах на разработку. Плотность сетки скважин определяется делением площади нефтеносности, охваченной разработкой, на количество добывающих и нагнетательных скважин, пребывавших в эксплуатации за весь период с начала разработки. Путем оптимизации плотности сетки скважин за счет выбора рационального количества добывающих и нагнетательных скважин необходимо задействовать в активную разработку слабодренируемые и застойные зоны залежи.

Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки: Режим разработки – проявление доминирующей формы пластовой энергии, под действием которой нефть движется к забоям добывающих скважин. Выделяют следующие режимы работы нефтяной залежи: упругий, водонапорный, газонапорный, гравитационный и режим растворенного газа. Система размещения скважин - характеристика расположения скважин на месторождении, при котором достигается оптимальное значения технических и технологических параметров, обеспечивающих максимальную прибыль при минимальных затратах. Расположение нефтяных скважин на структуре выбирают, исходя из формы залежи, геологического строения месторождения,

характеристики коллекторов и возможности продвижения контурных и подошвенных вод в процессе разработки залежи. Оптимальные расстояния между скважинами, от которых зависит величина их взаимодействия, устанавливаются на основании технико-экономических расчетов. Плотность сетки скважин - отношение площади эксплуатационного объекта к количеству проектных (пробуренных) вертикальных (условно вертикальных или наклонно-направленных) скважин (стволов) [1]. Под режимом работы скважины понимают установленные на определенный период показатели ее эксплуатации, а также обеспечивающие это технические решения. Под коэффициентом использования фонда скважин понимается отношение скважин, составляющих действующий фонд, к общему числу эксплуатационных скважин, числящемуся на объекте. Компенсация отбора жидкости закачкой воды в пласт – это отношение накопленной на определенную дату объемов закачанной воды и отобранной жидкости, характеризующие суммарное восполнение пластовое энергии.

В состав основных данных так же входит коэффициент охвата пластов процессом вытеснения. Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение перового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему перовому объему пласта. Этот коэффициент рассчитывается для всех рассматриваемых вариантов, систем размещения и плотностей сеток скважин по характерным участкам (блокам, зонам) с учетом их геологического строения и неоднородности.

Приводятся зависимости коэффициентов охвата процессом вытеснения от плотности сетки (рисунок 1) [2].

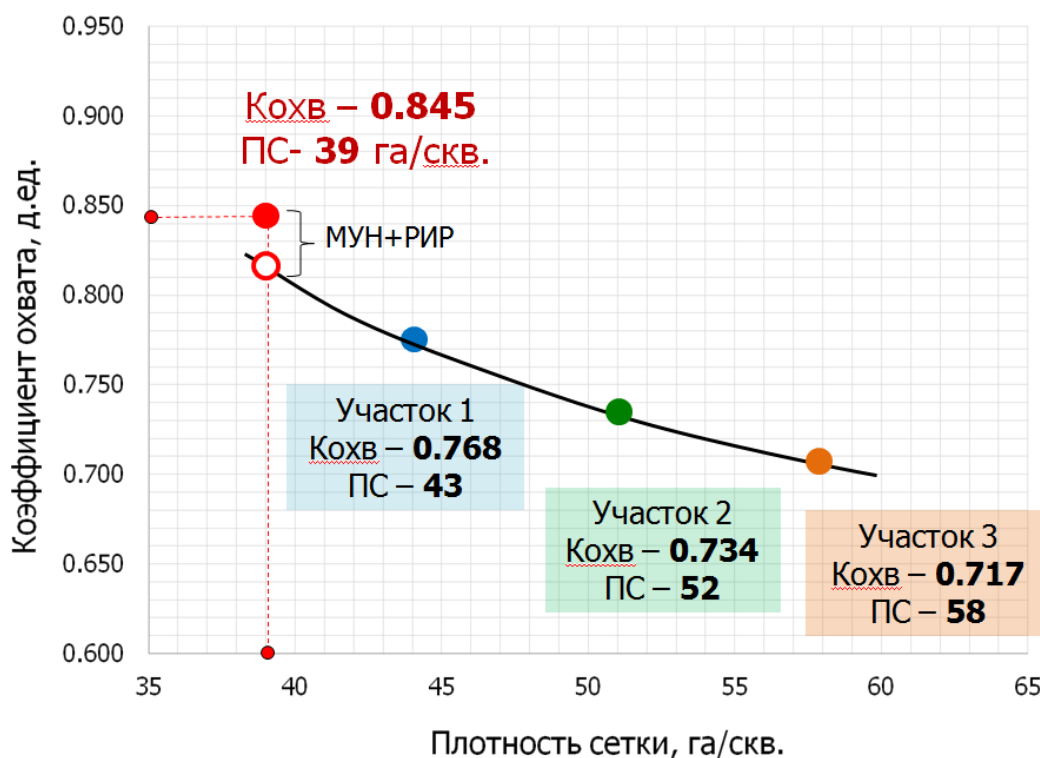


Рисунок 1 - Зависимость расчетного коэффициента охвата процессом вытеснения от плотности сетки скважин по участкам Западно-Малобалыкского месторождения

С учетом характера и степени неоднородности продуктивных пластов, их прерывистости, свойств пластовых жидкостей, плотности основных сеток скважин, принятых для них коэффициентов охвата процессом вытеснения обосновывается количество резервных скважин.

Так же необходимо помнить, что в экономическую оценку необходимо включать технологические варианты разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, порядком и темпами разбуривания, методами воздействия на залежь, уровнями добываемой нефти, жидкости, вводом из бурения добывающих и нагнетательных скважин, объемом закачиваемой воды, реагентов, способами эксплуатации и др.

В Приказ Минприроды России от 20.09.2019 N 639 «Об утверждении правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» постановлено, что плотность сетки скважин

определяется геологическим строением залежи, свойствами пластовых флюидов и экономическими условиями разработки.

При первоначальном выборе плотности сетки скважин учитываются системы размещения и плотности сеток скважин, апробированные на подобных месторождениях (залежах) данного района.

1.1 Покоэффициентный метод оценки коэффициента извлечения нефти

«Покоэффициентный» метод оценки КИН производится с учетом коэффициентов заводнения, вытеснения и охвата процессом вытеснения, учитывающих геолого-физическую характеристику залежи и особенности предполагаемой системы разработки по формуле (1):

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}} = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{о.з.}} \cdot K_{\text{о.в.}}, \quad (1)$$

где $K_{\text{выт}}$ - коэффициент вытеснения нефти;

$K_{\text{охв}}$ - коэффициент охвата нефтенасыщенной площади пласта;

$K_{\text{о.в.}}$ - коэффициент охвата вытеснением;

$K_{\text{о.з.}}$ - коэффициент заводнения.

$K_{\text{выт}}$ - экспериментально подтверждаемый коэффициент вытеснения нефти водой из пласта, отношение количества нефти, вытесненного при длительной интенсивной (до полного обводнения получаемой жидкости) промывке объема пустотного пространства коллектора, в который проникла вода, к начальному количеству запасов нефти в этом объеме. $K_{\text{выт}}$ определяется экспериментально на образцах керна.

Лабораторные исследования образцов горных пород, слагающих продуктивные коллекторы, играют важную роль в процессе проектирования и разработки всех нефтегазовых месторождений. Качественные исследования позволяют снизить риски на начальных этапах работ и прогнозировать объемы и темпы добычи углеводородов.

Необходимость определения коэффициента вытеснения заключается в том, что он непосредственно связан с нефтенасыщенностью и имеет большое значение для оценки продуктивности пласта и определения коэффициента

нефтеизвлечения. Определение коэффициента вытеснения на образцах керна в лабораторных условиях проводится путем вытеснения из них нефти водой. Лабораторные исследования керна являются наиболее достоверными и точными по сравнению с геофизическими исследованиями скважины. Для изучения сложнопостроенных коллекторов, в которых некоторые элементы порового пространства сопоставимы с образцами стандартного размера, необходимо проводить исследования на образцах полноразмерного керна [3].

$K_{\text{охв}}$ - коэффициент охвата нефтенасыщенной площади пласта скважинами, отношение объема пустотного пространства, занятого вытесняющим агентом (охваченного процессом вытеснения), к общему объему пространства коллекторов изучаемого объекта, содержащих нефть.

$K_{\text{о.в.}}$ - коэффициент охвата вытеснением определяется как отношение нефтенасыщенного объема продуктивного пласта (залежи, эксплуатационного объекта), охваченного процессом вытеснения, ко всему нефтенасыщенному объему этого пласта в выбранном условном расчетном контуре [4].

Его величина оказывает большое влияние на конечную нефтеотдачу и на темпы добычи нефти.

Различают коэффициент охвата по мощности и коэффициент охвата по площади.

Коэффициент охвата вытеснением по мощности ($K_{\text{охв.выт.н}}$) определяется в скважине как отношение нефтенасыщенной мощности, подвергавшейся воздействию, к суммарной эффективной нефтенасыщенной мощности объекта.

Коэффициент охвата вытеснением по площади ($K_{\text{охв.выт.с}}$) определяют для каждого пласта эксплуатационного объекта в отдельности. Численно он равен отношению площади, охваченной процессом вытеснения, к общей площади распространения пласта-коллектора в пределах залежи.

Величины $K_{\text{охв.выт.н}}$, $K_{\text{охв.выт.с}}$ и $K_{\text{о.в.}}$ зависят в первую очередь от геологической характеристики эксплуатационного объекта. Большое влияние оказывают также степень соответствия принятой системы разработки геологической характеристике объекта и условия ее реализации.

Величина коэффициента охвата вытеснением по площади тесно связана также с соотношением объемов закачиваемой в пласт воды и отбираемой из него жидкости (в пластовых условиях) [5].

Если это соотношение менее единицы, т. е. закачка меньше отбора, значит удаленные от нагнетательных скважин участки площади испытывают недостаточное воздействие или не испытывают его вовсе вследствие экранирующего влияния действующих добывающих скважин, расположенных вблизи нагнетательных.

Соответствие объема нагнетаемой воды объему добываемой из пласта жидкости является одной из важнейших предпосылок увеличения коэффициента охвата вытеснением по площади.

Методика оценки коэффициента охвата эксплуатационного объекта процессом вытеснения основана на использовании карт охвата пластов вытеснением, характеризующих размеры площади зон вытеснения. Для однопластового эксплуатационного объекта строят одну карту охвата, для многопластового их количество соответствует числу пластов в объекте. Указанные карты строят на основе карт распространения коллекторов.

На них указывают месторождение нагнетательных и добывающих скважин, общие границы распространения коллекторов с разной продуктивностью (наиболее часто выделяют две группы коллекторов—с высокой и низкой продуктивностью), дизъюнктивные нарушения, границы зон вытеснения. Иногда на карту наносят изопахиты эффективной нефтенасыщенной мощности, чаще же используют карты мощности, построенные отдельно.

По карте охвата находят $V_{\text{охв.выт}}$ и $V_{\text{общ}}$, которые определяют соответственно в границах распространения коллектора как произведение средней мощности пласта на соответствующих участках на величину их площади. При постоянной нефтенасыщенной мощности пласта коэффициент охвата может быть определен как отношение площади пласта $S_{\text{охв.выт}}$, охваченной

процессом вытеснения, к площади распространения нефтенасыщенных коллекторов.

По многопластовому объекту в целом коэффициент охвата вытеснением может быть определен как среднее взвешенное по мощности из значений этого коэффициента, полученных для отдельных пластов.

Различают коэффициенты охвата вытеснением прогнозный и фактический.

Прогнозный коэффициент охвата вытеснением обосновывают при проектировании разработки месторождения для определения проектного коэффициента нефтеотдачи.

В процессе разработки эксплуатационного объекта периодически (обычно на конец года) составляют карты фактического охвата каждого пласта эксплуатационного объекта процессом вытеснения и объекта в целом. Это делается для оценки эффективности принятой системы и процесса разработки— для выяснения соответствия фактического охвата проектному, а также выявления частей объекта, недостаточно участвующих в дренировании, и обоснования технологических мероприятий, направленных на активизацию их разработки.

$K_{o.з}$ - Коэффициент заводнения определен как отношение объема промытой части пласта, охваченного процессом вытеснения на момент окончания разработки, к объему, занятому подвижной нефтью.

Коэффициент охвата пласта заводнением — показатель, изменяющийся во времени и возрастающий в пространстве (объеме) залежей — по мере продвижения водонефтяных контактов в пласте, и от фронта заводнения к контуру нагнетания, а в среднем по мере увеличения объема прокачки жидкости по пласту. Практически на многих месторождениях при помощи специальных скважин зафиксировано послойное обводнение монолитных пластов с последовательным охватом водой слоев разной проницаемости. Поэтому значения коэффициента охвата необходимо фиксировать к определенной стадии разработки залежей. Охват пластов заводнением к моменту прорыва воды в

скважины колеблется в очень широких пределах (от 10–15 до 75–85%), в зависимости от слоистой неоднородности пластов и вязкости нефти. Охват пластов на всех стадиях разный в различных сечениях пласта и уменьшается от линии нагнетания воды к линии отбора нефти в связи с уменьшением объема прокачиваемой воды через удаленные зоны [6].

$K_{o,v}$ и $K_{o,z}$ определяются технико – экономическими ограничениями на работу скважин.

1.2 Оценка коэффициента охвата сеткой скважин

В настоящее время заводнение это наиболее интенсивный и экономически эффективный способ воздействия, позволяющий значительно уменьшить количество добывающих скважин, увеличить их дебит, снизить затраты на 1т добываемой нефти. В зависимости от расположения нагнетательных скважин по отношению к залежи нефти различают: законтурное, приконтурное и внутриконтурное заводнение. На многих месторождениях применяют сочетание этих разновидностей.

ЗАКОНТУРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Недостаточное продвижение контурных вод в процессе разработки, не компенсирующее отбор нефти из залежи, сопровождающееся снижением пластового давления и уменьшением дебитов скважин, обусловило возникновение метода законтурного заводнения. Сущность этого явления заключается в быстром восполнении природных энергетических ресурсов, расходуемых на продвижение нефти к забоям эксплуатационных скважин. С этой целью поддержание пластового давления производится закачкой воды через нагнетательные скважины, расположенные за пределами нефтеносной части продуктивного пласта в зоне, занятой водой (рисунок 2).

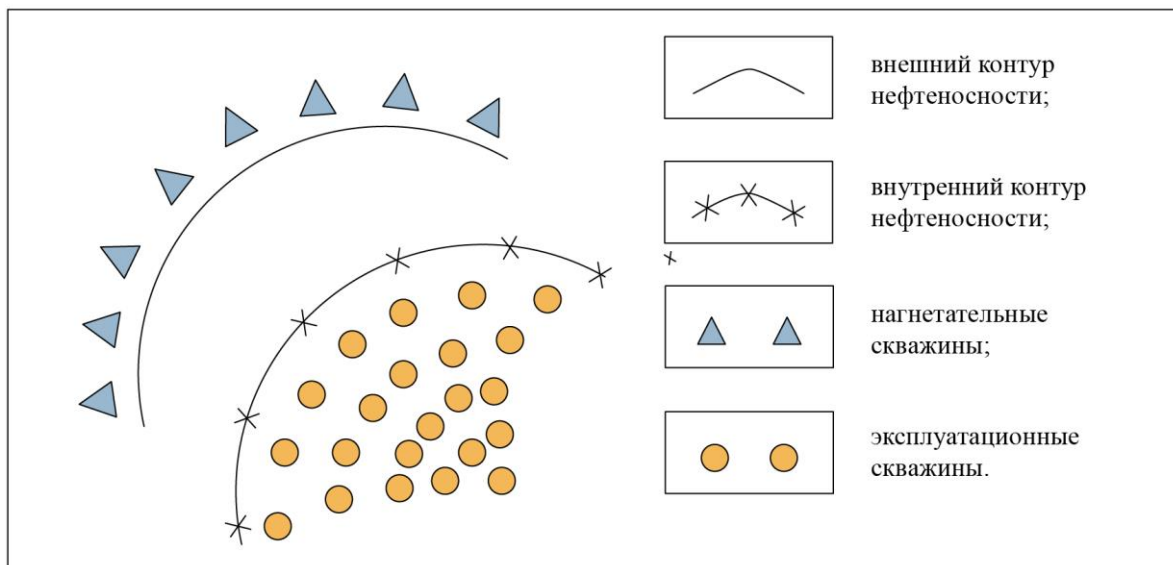


Рисунок 2 – Схема размещения скважин при законтурном заводнении

Для однородных высокопроницаемых пластов, содержащих легкую нефть малой вязкости и с хорошей гидродинамической связью залежи с водоносной зоной, метод законтурного заводнения является достаточно эффективным, обеспечивающим нефтеотдачу, близкую к естественному водонапорному режиму.

Использование законтурного заводнения дает возможность обеспечивать доведение максимального темпа разработки месторождений до 5-7 % от начальных извлекаемых запасов, применять системы разработки с параметром плотности сетки скважин $20-60 \cdot 10^4$ м²/скв при довольно высокой конечной нефтеотдаче, достигающей 0,50 – 0,55 в сравнительно однородных пластах и при вязкости нефти в пластовых условиях порядка $1-5 \cdot 10^{-3}$ Па·с

ПРИКОНТУРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Приконтурное заводнение применяется для пластов с сильно пониженной проницаемостью в законтурной части. При нем нагнетательные скважины бурятся в водонефтяной зоне пласта между внутренним и внешним контурами нефтеносности (рисунок 3).

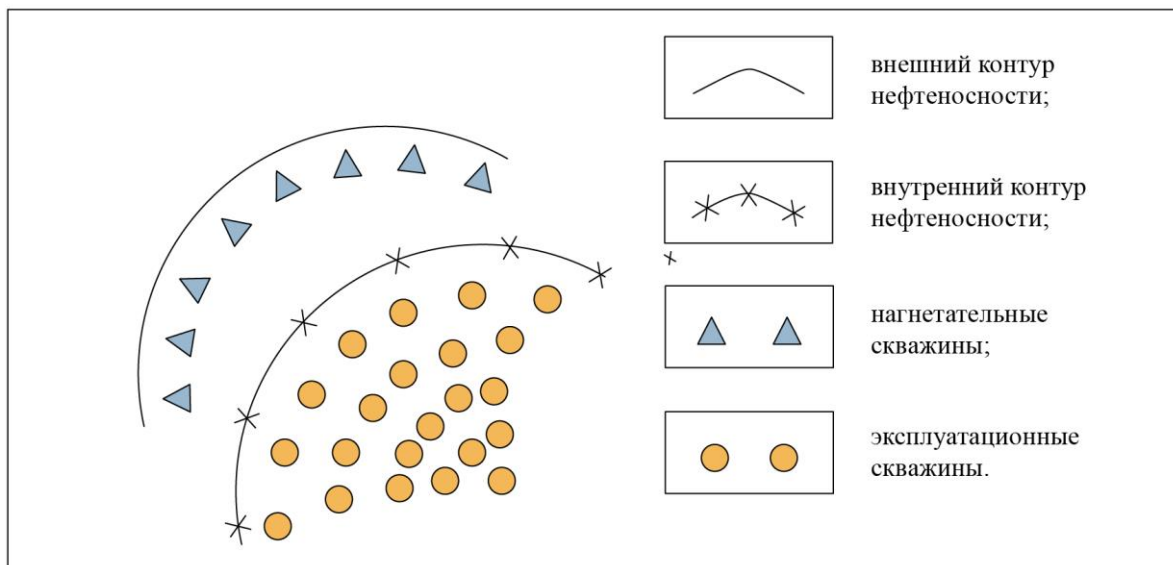


Рисунок 3 - Схема размещения скважин при приконтурном заводнении

Уменьшение проницаемости в законтурной части пласта резко снижает поглотительную способность законтурных нагнетательных скважин и обуславливает слабый эффект воздействия на пласт. Это явление вызывается резким повышением карбонатности пород в этой части залежи, что может быть связано со вторичными процессами химического взаимодействия нефти и краевых вод в зоне ВНК. Последнее зависит от химического состава пластовых вод и нефти и от сложных биохимических процессов, протекающих в недрах на контакте вода – нефть. Располагая нагнетательные скважины в краевой приконтурной зоне залежи, стало возможным исключить зону с резко ухудшенной проницаемостью, являющейся барьером, отделяющим нефтяную залежь от законтурной области, а также оказать эффективное воздействие на залежь со стороны краевых зон и резко сократить отток воды в законтурную область.

Метод приконтурного заводнения, по сравнению с другими, более интенсивными методами не может обеспечить в течение короткого срока достижение максимального уровня добычи, но позволяет за более длительный

промежуток времени сохранить достаточно высокий стабильный уровень добычи.

ВНУТРИКОНТУРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Полученные результаты законтурного заводнения нефтяных пластов вызвали дальнейшее усовершенствование разработки нефтяных месторождений и привели к целесообразности использования внутриконтурного заводнения, особенно крупных месторождений, с разрезанием пластов рядами нагнетательных скважин на отдельные площади или блоки.

При внутриконтурном заводнении поддержание или восстановление баланса пластовой энергии осуществляется закачкой воды непосредственно в нефтенасыщенную часть пласта (рисунок 4).

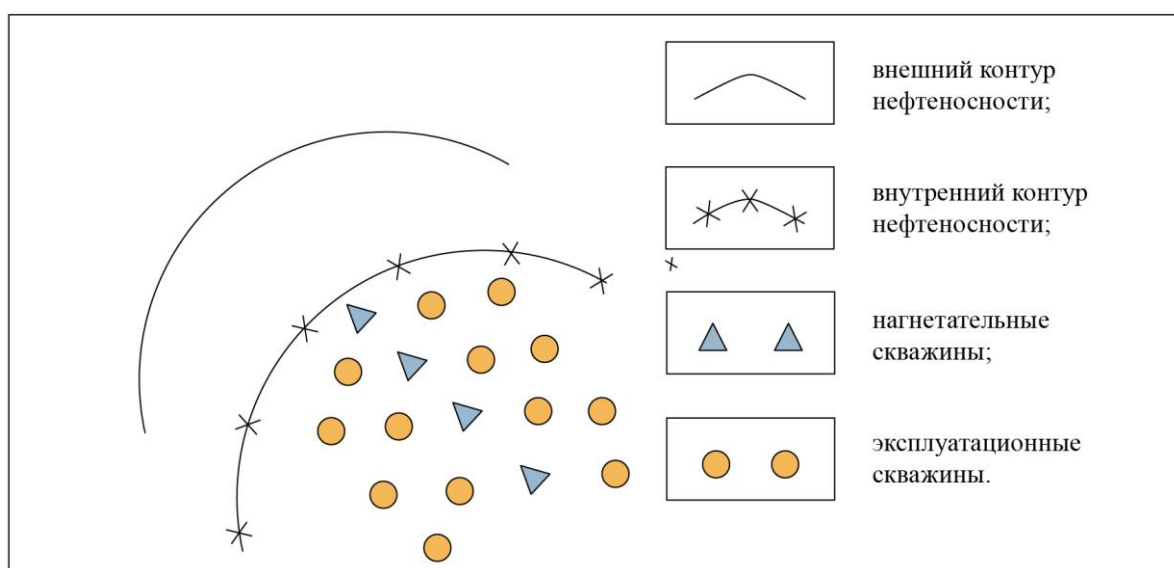


Рисунок 4 - Схема размещения скважин при внутриконтурном заводнении

Система заводнения с разрезанием залежи на отдельные площади применяется на крупных месторождениях платформенного типа с широкими водонефтяными зонами. Эти зоны отрезают от основной части залежи и разрабатывают по самостоятельной системе.

В настоящее время это наиболее интенсивный и экономичный способ воздействия на продуктивные пласты. По характеру взаимного расположения нефтедобывающих и водонагнетательных скважин различают несколько разновидностей внутриконтурного заводнения.

Использование систем разработки с внутриконтурным разрезанием позволило в 2 – 2,5 раза увеличить темпы разработки по сравнению с законтурным заводнением, существенно улучшить технико-экономические показатели разработки. Блочные рядные системы нашли большое применение при разработке нефтяных месторождений во многих нефтедобывающих районах, особенно в Западной Сибири.

ПЛОЩАДНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Площадное заводнение характеризуется рассредоточенной закачкой воды в залежь по всей площади ее нефтеносности. Площадные системы заводнения по числу скважин - точек каждого элемента залежи с расположенной в его центре одной добывающей скважиной могут быть четырех-, пяти-, семи- и девяти-точечные, также линейные (рисунок 5).

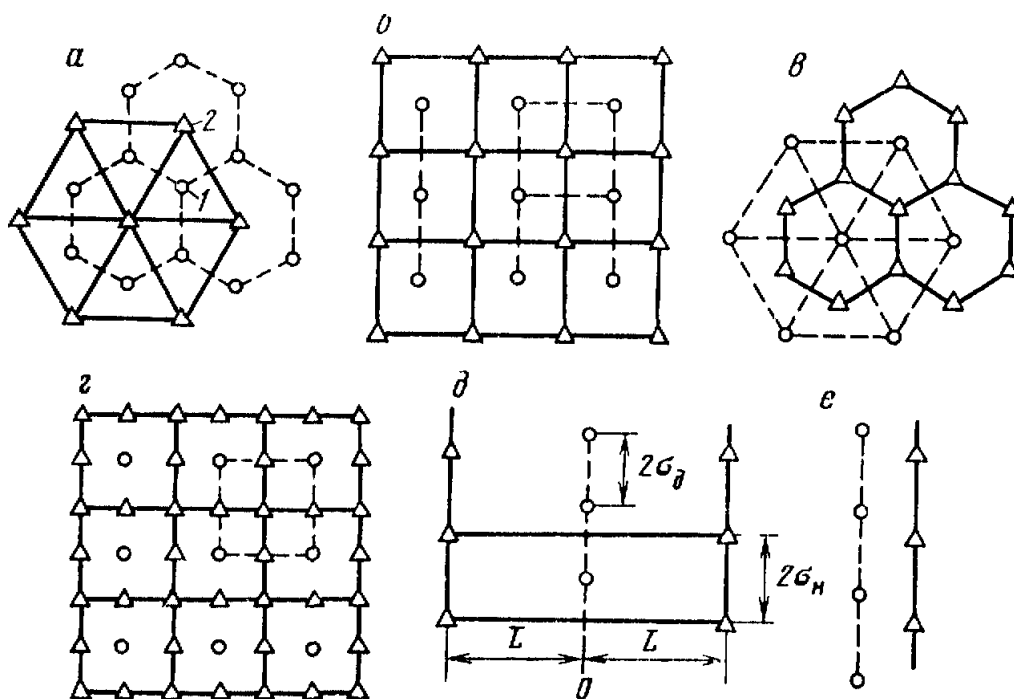


Рисунок 5 - Площадная четырех- (а), пяти- (б), семи- (в), девятиточечная (г) и линейная (д, е) системы заводнения (с выделенными элементами)

1 — добывающие, 2 — нагнетательные скважины

Линейная система – это однорядная система блокового заводнения, причем скважины размещаются в шахматном порядке. Отношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:1. Элементом этой системы может служить прямоугольник со сторонами $2L$ и $2s$ и $h = 2s$ и $d = 2s$. Если $2L = 2s$, то линейная система переходит в пятиточечную с таким же соотношением скважин (1:1). Пятиточечная система симметрична и за элемент можно выбрать также обратное размещение скважин с нагнетательной скважиной в центре (обращенная пятиточечная система). В девятиточечной системе на одну добывающую скважину приходится три нагнетательных (соотношение скважин 3:1), так как из восьми нагнетательных скважин по четыре скважины приходится соответственно на два и четыре соседних элемента. В обращенной девятиточечной системе (с нагнетательной скважиной в центре квадрата) соотношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:3. При треугольной сетке размещения скважин имеем четырехточечную (обращенную семиточечную) и семиточечную (или обращенную четырехточечную) системы с соотношением нагнетательных и добывающих скважин соответственно 1:2 и 2:1.

Площадное заводнение эффективно при разработке малопроницаемых пластов. Его эффективность увеличивается с повышением однородности, толщины пласта, а также с уменьшением вязкости нефти и глубины залегания залежи.

Вытеснения нефти водой, проводимые на моделях пластов, показывают, что при $\mu = 1 - 5$ мПа·с линия контакта нефть – вода изгибается сравнительно мало (рисунок 6), но при $\mu = 20 - 30$ мПа·с она сильно деформируется (рисунок 7). При этом вода, вытесняющая нефть, движется языками, оставляя позади контакта нефть – вода участки обойденной водой нефти [7].

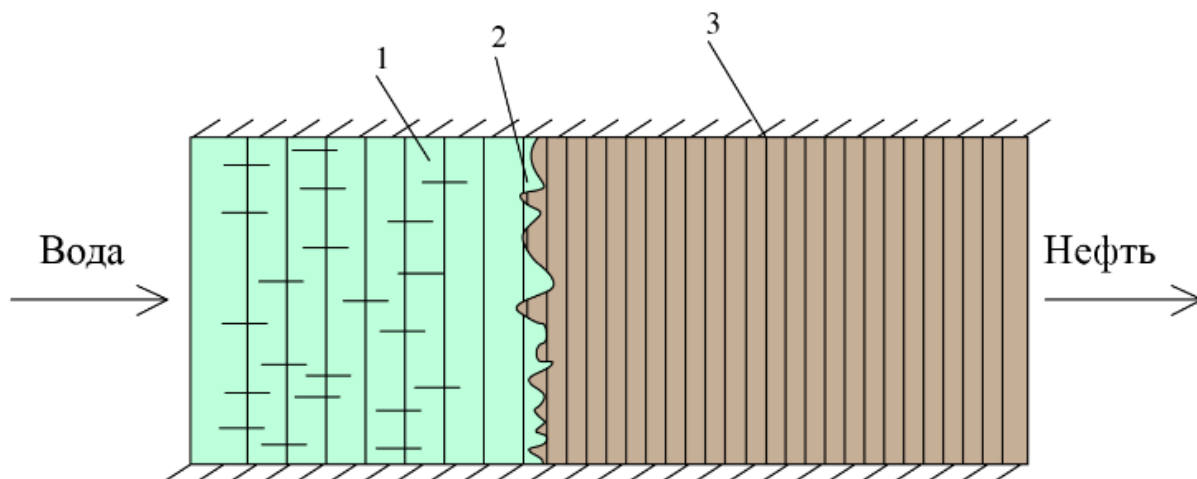


Рисунок 6 - Схема движения водонефтяного контакта в пласте при $\mu = 1 - 5$
мПа·с

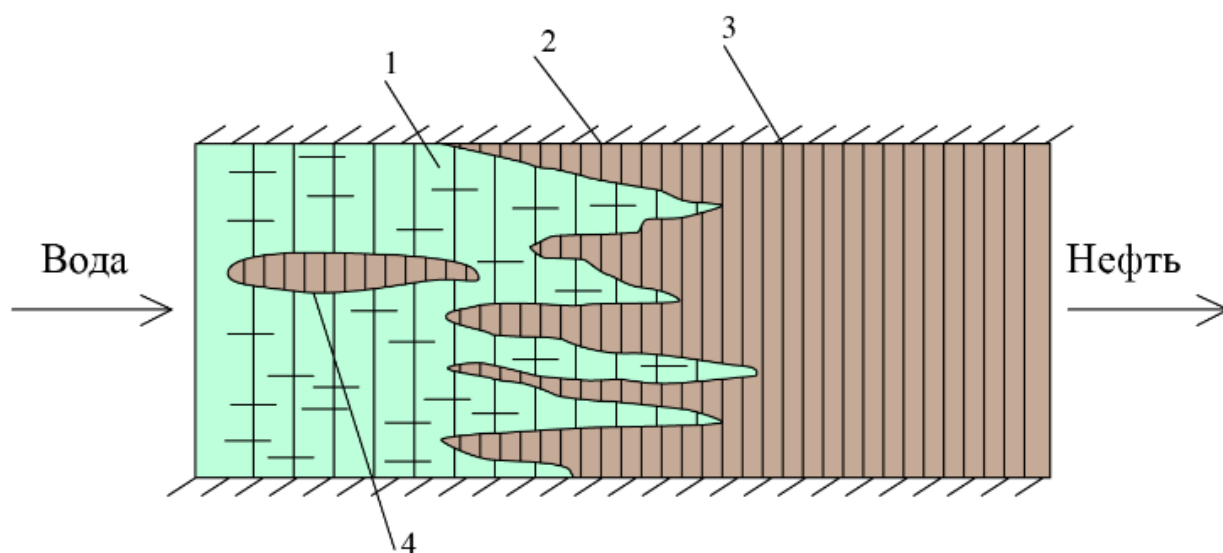


Рисунок 7 - Схема движения водонефтяного контакта в пласте при $\mu = 20 - 30$
мПа·с

Модель непоршневого вытеснения. По схеме Баклея - Лаверетта предполагается в пласте движущийся фронт вытеснения (рисунок 8). Перед фронтом вытеснения движется только нефть, позади него — одновременно нефть и вода со скоростями, пропорциональными соответствующим фазовым проницаемостям. Причем по мере продвижения фронта вытеснения скорости изменяются не только в зависимости от насыщенности в пласте, но и во времени.

В момент подхода фронта к скважине происходит мгновенное обводнение до некоторого значения, соответствующего скачку нефтенасыщенности на фронте S_{ϕ} , а затем обводненность медленно нарастает.

Теория непоршневого вытеснения нефти основана на зависимости проницаемости породы для движущихся фаз от насыщенности порового пространства той или иной фазой. Баклей— Лавретт ввели понятие, которое является аналогом обводненности продукции скважин

$$B = \frac{q_{\text{в}}}{q_{\text{в}} + q_{\text{н}}} \quad (2)$$

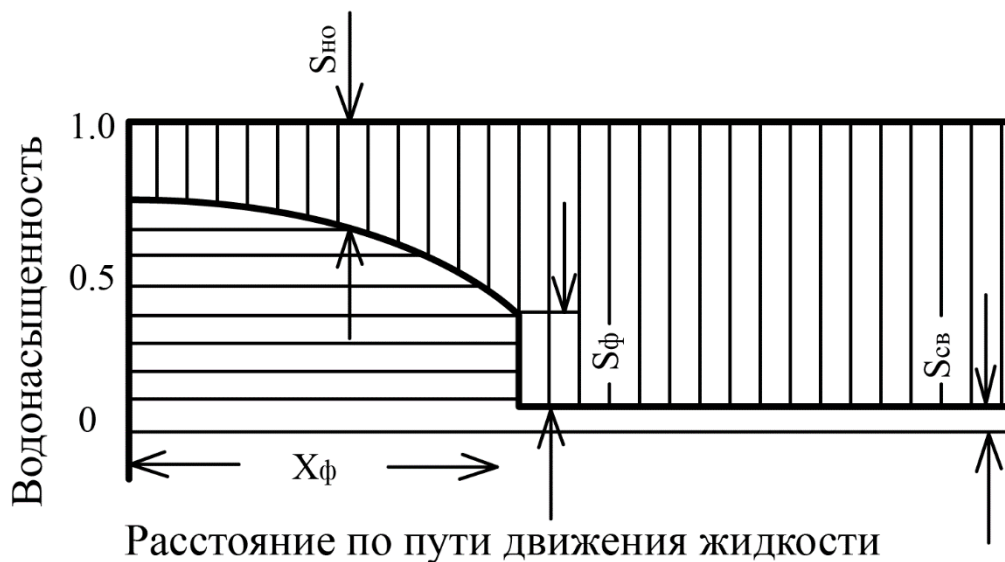


Рисунок 8 – Модель непоршневого вытеснения

Если $v(t) = v_{\text{в}} + v_{\text{н}}$, то скорость фильтрации воды $v_{\text{в}} = f(s)v(t)$. Подставив последнюю формулу в уравнение неразрывности потока воды в пласте, которое можно записать как

$$\frac{\delta v_{\text{в}}}{\delta x} + m \frac{\delta s}{\delta t} = 0 \quad (3)$$

получим дифференциальное уравнение изменения водонасыщенности в поровом объеме пласта в виде:

$$f'(s) \frac{\delta s}{\delta x} v(t) + m \frac{\delta s}{\delta t} = 0 \quad (4)$$

Установим форму закона движения в пласте координаты точки с постоянной насыщенностью.

Пусть $s = \text{const}$, тогда справедливо равенство

$$\frac{\delta x}{\delta t} = \frac{f'(s)v(t)}{m} \quad (5)$$

Разделив переменные и проинтегрировав, получим

$$x_s = \text{const} = \frac{f'(s)}{m} V(t) \quad (6)$$

$$V(t) = \int_0^t v(t) dt \quad (7)$$

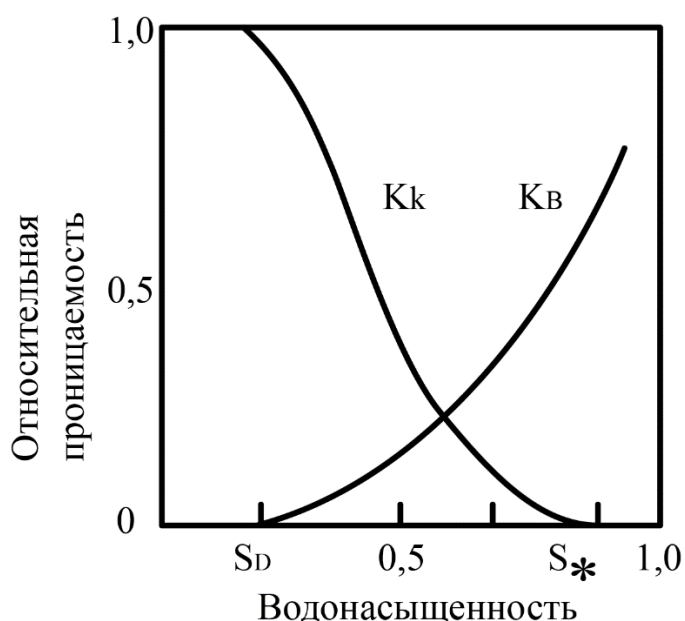


Рисунок 9 – Диаграмма фазовых проницаемостей: k_v ; k_n – кривые относительных проницаемостей для воды и нефти

Коэффициент охвата заводнением $K_{0,3}$ зависит от большого числа факторов. Поэтому удобно представлять его в виде произведения целого ряда коэффициентов, учитывающих влияние того или иного фактора, оказывающего соответствующее воздействие на общий коэффициент охвата:

$$K_{0,3} = K_{0,31} \cdot K_{0,32} \cdot K_{0,33} \cdot K_{0,34} \cdot K_{0,35} \quad (8)$$

где $K_{0,31}$ - коэффициент охвата, учитывающий влияние неоднородности пласта по проницаемости, $K_{0,32}$ - коэффициент охвата залежи, зависящий от сетки

скважин, учитывающий прерывистость продуктивного пласта, то есть зональную неоднородность, $K_{o.33}$ - коэффициент охвата, учитывающий потери нефти в зоне стягивающего ряда скважин, $K_{o.34}$ - коэффициент охвата, учитывающий потери нефти в зоне разрезающего ряда скважин, $K_{o.35}$ - коэффициент охвата, учитывающий потери нефти на невыработанных участках залежи.

Коэффициенты проницаемости образцов породы вдоль и поперек напластования нередко отличаются между собой. В последние годы все большее внимание начинает привлекать площадная анизотропия коллекторских свойств пласта. Она объясняется особенностями осадконакопления, но в значительной степени - тектоническими процессами. При формировании будущей ловушки продуктивный пласт подвергается сжимающим усилиям, которые приводят к развитию и формированию системы трещин определенной направленности. Особенно это касается карбонатных коллекторов. Отрицательное влияние трещиноватости из-за быстрого прорыва воды в добывающие скважины отмечено в работе по залежам Ингушетии, по объектам Татарстана. Отрицательные последствия объясняются тем, что трещины имеют большую проводимость и протяжённость, сопоставимую с расстоянием между скважинами, что приводит к преждевременному прорыву воды и снижению охвата пласта заводнением.

Зональная, слоистая неоднородность коллекторских свойств, прерывистость пластов, линзовидное их строение являются главными факторами, снижающими эффективность разработки, коэффициент извлечения нефти и повышающими обводненность. В связи с необходимостью преодоления негативного проявления зональной неоднородности коллекторских свойств, которые нельзя было учесть при проектировании первоначальной системы заводнения, были созданы очаговые и избирательные системы. На примере моделирования разработки Турнейского яруса Западно-Сиреневского месторождения проведены исследования с размещением скважин по двум вариантам, которые различаются тем, что:

Вариант 1. Скважины под нагнетание воды осваиваются в пониженной, слабопроницаемой, частично заводненной зоне

Вариант 2. Скважины под нагнетание воды осваиваются в повышенной, среднепроницаемой зоне структуры, неохваченной заводнением.

Результаты показывают, что относительно размещения скважин по второму варианту, расположение их в пониженной, слабопроницаемой, частично заводненной зоне является наиболее эффективным в плане конечного увеличения коэффициента нефтеотдачи и снижения обводненности продукции добывающих скважин.

Коэффициент охвата вытеснением $K_{o.v.}$ является важнейшей характеристикой, отражающей эффективность планируемой и существующей систем разработки нефтяного месторождения – плотность, схему размещения и тип заканчивания скважин. Данный показатель определен как отношение нефтенасыщенного объема продуктивного пласта, охваченного процессом вытеснения, ко всему нефтенасыщенному объему пласта в выбранном расчетном контуре. Вычисление коэффициента охвата необходимо для прогнозирования целевого коэффициента извлечения нефти.

1.3 Обоснования распределения плотности сетки скважин в различных геологических условиях

Плотность сетки скважин — отношение площади эксплуатационного объекта к количеству проектных (пробуренных) вертикальных (условно вертикальных или наклонно-направленных) скважин (стволов).

Как правило, для повышения нефтеотдачи на объектах с менее благоприятной геолого-промысловой характеристикой необходима более высокая плотность сетки. Для пластов с благоприятной геологической характеристикой целесообразным считается применение разреженной сетки в сочетании с более активной системой воздействия. Также с увеличением плотности запасов увеличивается целесообразность уменьшения расстояния между скважинами.

В зависимости от количества продуктивных пластов, толщины, типов и фильтрационной характеристики коллекторов, глубины залегания каждого из продуктивных пластов, степени их гидродинамической сообщаемости и т.д. система разработки месторождения может предусматривать выделение в его геологическом разрезе одного, двух и более объектов разработки (эксплуатационных объектов). При выделении на месторождении двух или более объектов для каждого из них обосновывается своя система разработки.

Будучи связанными между собой, системы разработки отдельных эксплуатационных объектов составляют рациональную систему разработки месторождения в целом [8].

Многообразие геологических особенностей эксплуатационных объектов обуславливает применение различных сеток скважин основного фонда. Они различаются по характеру размещения скважин, по форме сетки, по постоянству расстояний между скважинами, по плотности. По характеру размещения скважин основного фонда различают сетки равномерные и равномерно-переменные. Равномерными называют сетки (рисунок 10) с одинаковым расстоянием между всеми скважинами. Эти сетки рекомендуются для залежей, скважины которых характеризуются ограниченными радиусами действия, т. е. при низкой проницаемости или высокой неоднородности пластов, при повышенной вязкости нефти, а также для обширных зон нефтяных залежей, представляющих собой нефтегазовые зоны или подстилаемых водой. Равномерное размещение скважин производят при площадном и избирательном заводнении, при разрезании залежей на узкие блоки.

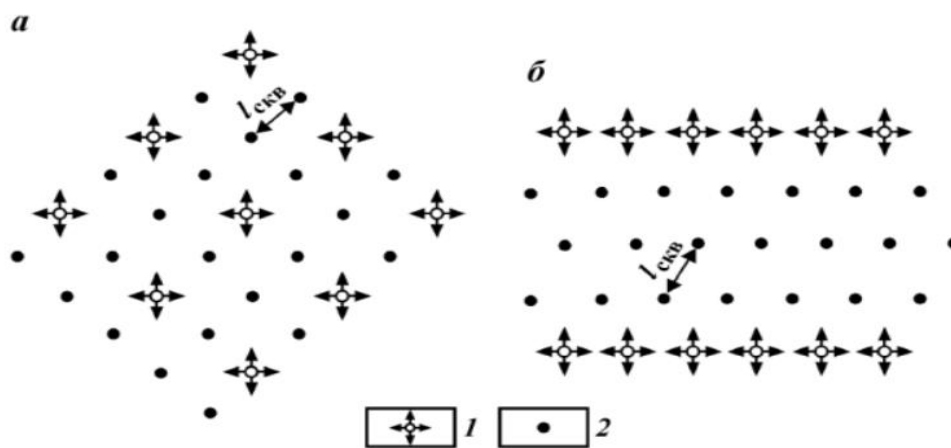


Рисунок 10 - Равномерная сетка скважин

Заводнение: а – площадное, б – с разрезанием залежи на блоки.

Скважины: 1 – нагнетательные, 2 – добывающие; $l_{\text{скв}}$ – расстояние между скважинами.

Равномерно-переменными называют сетки (рисунок 11), в которых расстояние между рядами скважин больше, чем расстояние между скважинами в рядах. Увеличение расстояний между рядами способствует продлению безводного периода эксплуатации скважин. Такое расположение скважин возможно и целесообразно на залежах пластового типа в условиях их эксплуатации на природных режимах вытеснения нефти водой, а также в сочетании с теми разновидностями метода заводнения, при которых нагнетательные скважины располагаются рядами (законтурное, приконтурное, все разновидности разрезания залежей). В общем случае равномерно-переменные сетки скважин при расположении последних рядами целесообразны для объектов с благоприятной геолого-промысловой характеристикой, обладающих высокой продуктивностью.

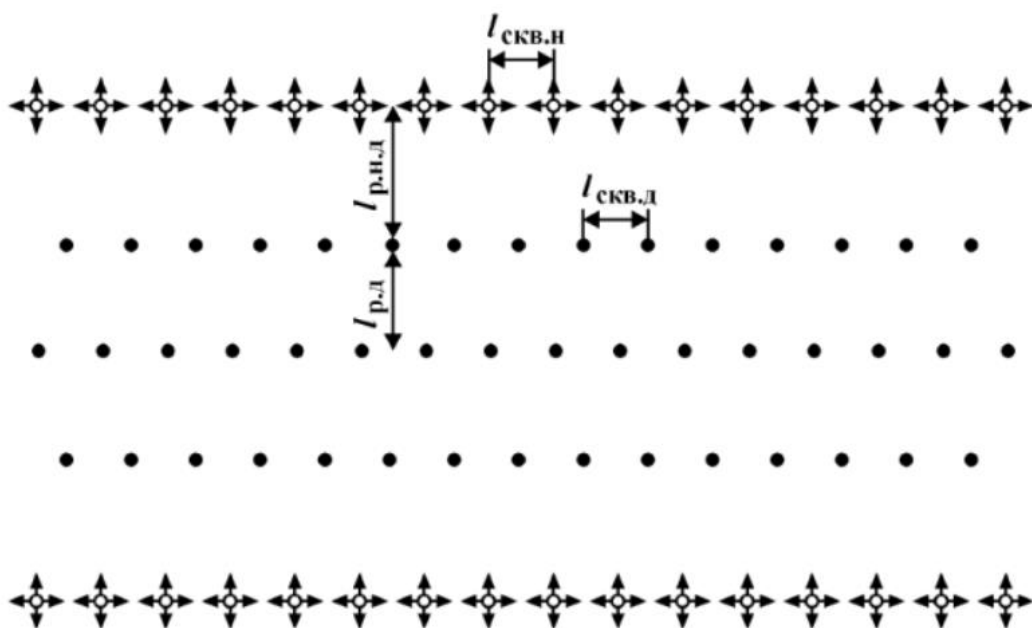


Рисунок 11 - Равномерно-переменная сетка скважин

Расстояния между скважинами: $l_{СКВ.Д}$ – добывающими, $l_{СКВ.Н}$ – нагнетательными; $l_{р.н.д}$ – расстояние между рядом нагнетательных скважин и первым рядом добывающих скважин; $l_{р.д}$ – расстояние между рядами добывающих скважин

Часто применяется ячеистое равномерно-переменное размещение скважин, рекомендуемое для карбонатных трещинно-поровых пластов при повышенной вязкости пластовой нефти. При расположении скважин рядами как при равномерной, так и при неравномерной сетке различают ряды замкнутые и незамкнутые. Замкнутыми называют ряды, которые имеют вид колец обычно неправильной формы, примерно повторяющей конфигурацию контура нефтеносности залежи или границ площади, выделенной для самостоятельной разработки. Замкнутыми рядами добывающие скважины располагают на залежах пластовосводного типа при реализации систем разработки, при которых происходит стягивание естественных контуров нефтеносности. Это системы с использованием природного напора вод и с законтурным и приконтурным заводнением. Такую форму рядов применяют также на площадях округлой формы, выделенных в пределах объекта рядами нагнетательных скважин для самостоятельной разработки; на полосах, получаемых при кольцевом разрезании залежей и при барьерном заводнении.

Незамкнутыми называют ряды, обычно прямолинейные, которые пересекают залежь в определенном направлении и обрываются вблизи контура нефтеносности или замкнутого разрезающего ряда, ограничивающего площадь самостоятельной разработки.

По форме равномерные сетки скважин (рисунок 12) основного фонда подразделяются на квадратную и треугольную. Треугольную сетку применяют при равномерном размещении скважин рядами, т.е. при разрезании залежей на блоки, а также при семиточечном площадном заводнении. Квадратную сетку проектируют при пятиточечном и девятиточечном и часто при избирательном заводнении. Скважины в равномерно-переменных сетках всегда располагают в шахматном порядке для обеспечения более равномерного перемещения контуров нефтеносности при разработке залежей.

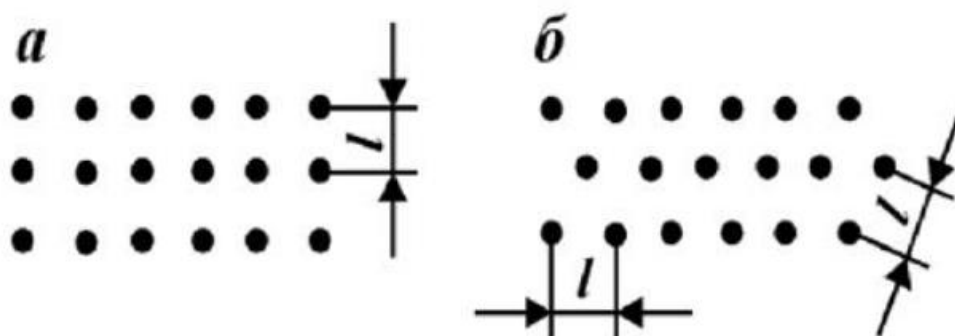


Рисунок 12 - Формы равномерных сеток скважин

Сетки скважин: а – квадратная, б – треугольная; l – расстояние между скважинами

Сетки добывающих скважин плотностью 60-40 га/скв (от 700x800 до 600x700 м) – для залежей с особо благоприятной характеристикой: с очень низкой относительной вязкостью нефти (менее 1), с достаточно высокой проницаемостью монолитного пласта, особенно при трещинном типе карбонатных коллекторов и массивном строении залежей.

Сетки добывающих скважин плотностью 30-36 га/скв (от 600x650 до 500x600 м) – для залежей пластового типа с благоприятной характеристикой: с низкой относительной вязкостью пластовой нефти (1-5), с проницаемостью

коллекторов более 0,3-0,4 мкм², при сравнительно однородном строении эксплуатационного объекта.

Сетки добывающих скважин или нагнетательных и добывающих вместе в зависимости от разновидности заводнения плотностью 20-25 га/скв (от 500x550 до 400x400 м) – для залежей нефти в геологически неоднородных пластах при относительной вязкости нефти до 4-5, а также при повышенной относительной вязкости нефти (до 15-20) даже при высокой проницаемости пластов.

Сетки нагнетательных и добывающих скважин плотностью менее 16 га/скв (менее 400x400 м) - для залежей с неоднородным строением или с низкой проницаемостью пластов, а также для залежей с высокой относительной вязкостью нефти (до 25-30) и залежей, требующих ограничения отбора жидкости из скважин в связи с образованием конусов воды или газа, неустойчивостью пород-коллекторов и т.д.

На выбор плотности сетки скважин существенное влияние может оказывать глубина залежи. Из экономических соображений при прочих равных условиях для глубокозалегающих пластов целесообразными могут оказаться более разреженные сетки по сравнению с сетками при меньших глубинах. В таких случаях разреженную сетку сочетают с более активной системой воздействия. Однако необходимо учитывать, что по объектам с неблагоприятной геологической характеристикой при разреженных сетках потери нефти в недрах возрастают. Также значительное влияние оказывает плотность запасов, т.е. величина запасов, приходящаяся на единицу площади залежи. С увеличением плотности запасов возрастает целесообразность уменьшения расстояния между скважинами. Полнота извлечения нефти из пластов во многом зависит от размещения и количества скважин, расположенных в пределах нефтяной залежи.

В основе выбора системы разработки месторождений УВ лежит геолого-промысловое обоснование технологических решений:

- 1) о выделении эксплуатационных объектов на многопластовом месторождении;

- 2) о необходимости применения искусственного воздействия на залежь или целесообразности разработки объекта с использованием природной энергии;
- 3) при необходимости – о методе воздействия и его оптимальной разновидности; о соответствующем взаимном размещении нагнетательных и добывающих скважин на площади;
- 4) о плотности сетки скважин;
- 5) о градиенте давления в эксплуатационном объекте;
- 6) о комплексе мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки.

По каждому из названных пунктов должны приниматься решения, наиболее полно отвечающие геологической характеристике эксплуатационного объекта. При этом по одним пунктам рекомендации могут быть даны однозначно уже по данным промыслово-геологических исследований, по другим – могут быть предложены три-четыре близкие рекомендации. На этой основе специалистами в области технологии разработки месторождений выполняются гидродинамические расчеты нескольких вариантов системы разработки. Из них выбирают оптимальный вариант, соответствующий требованиям, предъявляемым к рациональной системе разработки. Оптимальный вариант выбирают на основе сравнения динамики годовых технологических и экономических показателей разработки рассмотренных вариантов.

Существуют различные методики оценки оптимальной плотности сетки скважин ее определения и изменения на каком-то этапе разработки. Анализ основан на сравнении результатов многовариантных расчетов, оптимальным критерием выбора из которых является достижение максимального коэффициента нефтеизвлечения из недр в условиях безубыточного производства. Однако, несмотря на многочисленность подходов, зачастую сложно найти однозначный ответ на вопрос о выборе оптимальной величины.

Рассматриваемую проблему логично разделить на две части:

- уплотнение сетки в процессе эксплуатации залежи путем бурения дополнительных (уплотняющих) скважин;

– изначальное разбуривание и эксплуатация залежи по плотной сетке (под «плотной сеткой» здесь понимается размещение скважин более плотное, чем в среднем для аналогичных объектов данного региона).

Представление о правильности решения этой проблемы по мере развития нефтяной промышленности менялось. В начальный период развития нефтяной промышленности при разработке нефтяных залежей изначально применяли плотные сетки размещения скважин с расстоянием между ними примерно 100 м (1 га/скв.). Позднее по экономическим и технологическим причинам был осуществлен переход к редким сеткам скважин, которые в последующем приходилось уплотнять для выработки запасов нефти, сосредоточенных в застойных и тупиковых зонах [9]. Поэтому проблема определения оптимальной плотности сетки скважин продолжает оставаться весьма актуальной.

При выборе самой первой сетки скважин, огромную роль играет реальное знание нефтяных пластов (их границ и изменчивости – неоднородности коллекторских свойств). На ранней стадии проектирования разработки отсутствие информации и содержательной геологической модели при низкой изученности месторождений по данным отдельных разведочных скважин намного усложняет принятие правильного решения по выбору плотности сетки. Зачастую это приводит к чрезмерному уплотнению и не дает нужного экономического эффекта, который подтвердил бы целесообразность бурения дополнительных скважин с самого начала разработки. Основным критерием для размещения скважин на месторождении является условие их рентабельной эксплуатации (экономическое обоснование). Минимально допустимой экономически обоснованной накопленной добычей нефти добывающей скважины принято считать такую среднестатистическую накопленную добычу нефти, при которой для установленного нормативного срока службы скважин (15 лет) обеспечивается выполнение условия равенства удельных совокупных затрат на скважину и денежной оценки ее продукции по цене реализации.

При обосновании минимально допустимых отборов нефти используется метод укрупненных расчетов на базе типичных геолого - технологических

условий разработки месторождения (таких, как средняя глубина скважины, система воздействия на пласт, способ эксплуатации, соотношение добывающих и нагнетательных скважин) и нормативов затрат.

Проведенные расчеты показывают, что минимально допустимый отбор нефти при заданных условиях составит 23,86 тыс. т нефти на скважину. При этом минимально допустимый начальный дебит равен 8,67 т/сут.

Выбор площадной пятиточечной системы разработки обусловлен следующими факторами:

- пласты характеризуются низкими коллекторскими свойствами, высокой прерывистостью и линзовидностью строения;

- в 65% испытанных скважин получены притоки нефти, не превышающие 5 м³/сут. Для коллекторов такого типа в практике разработки месторождений Западной Сибири находит применение площадная система разработки с плотностью сетки 300, 400 и 500 м;

- площадная система является наиболее «жесткой» (соотношение нагнетательных к добывающим скважинам составляет 1:1), а именно при такой системе достигается наибольший коэффициент охвата;

- система способна трансформироваться (в девятиточечную, рядную и т.д.) по мере уточнения геологической модели в процессе эксплуатационного разбуривания.

Для обоснования предельных толщин и определения оптимальной плотности сетки скважин рассматриваются несколько вариантов системы разработки, отличающиеся между собой плотностью сетки скважин.

Для обоснования плотности сетки скважин и предельных толщин их размещения проводятся гидродинамические расчеты с учетом эффекта от ГРП. Расчетная накопленная добыча нефти зависит как от нефтенасыщенной толщины, так и от плотности сетки скважин [10].

2. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОПТИМИЗАЦИИ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН

2.1 Особенности выбора и обоснования вариантов разработки месторождения

Рациональной системой разработки называется такая система, которая обеспечивает максимальные значения уровней добычи нефти и коэффициента нефтеизвлечения при минимальных (оптимальных) материальных, трудовых и финансовых затратах.

Определяется такая система совокупностью многих факторов:

1. системой размещения и плотностью сетки скважин;
2. взаимным расположением нагнетательных и добывающих скважин;
3. расстоянием между скважинами и рядами;
4. уровнями добычи нефти и жидкости;
5. текущим и конечным коэффициентами нефтеотдачи;
6. темпами разработки;
7. текущей и предельной обводненностью продукции;
8. выводом скважин из эксплуатации и переносом фронта нагнетания воды; вводом и расположением резервных скважин;
9. режимами работы залежи;
10. способами эксплуатации скважин;
11. регулированием процесса разработки;
12. применением методов интенсификации и повышения нефтеотдачи пластов [11].

Система разработки – это совокупность технико-технологических и организационных взаимосвязанных инженерных решений, направленных на перемещение нефти (газа) в продуктивных пластах к забоям добывающих скважин. Система разработки включает последовательность и темп разбуривания залежи; число, соотношение, взаимное расположение нагнетательных, добывающих, специальных (контрольных и др.) скважин,

очередность их ввода; мероприятия и методы по воздействию на продуктивные пласты с целью получения заданных темпов извлечения углеводородов; мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки залежей. Разработка нефтяного месторождения должна вестись по системе, обеспечивающей наилучшее использование природных свойств нефтяного пласта, режима его работы, технологии и техники эксплуатации скважин и других объектов и сооружений при обязательном соблюдении норм охраны недр и окружающей среды.

Система разработки залежи должна обеспечить непрерывный контроль и регулирование процесса разработки месторождения с учетом новых сведений о геологическом строении, получаемых при разбуривании и эксплуатации залежи.

Большая часть нефтяных месторождений характеризуется наличием двух, трех и более продуктивных пластов. Выделение эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях – одна из задач при проектировании системы разработки. Эксплуатационный объект – это один или несколько продуктивных пластов, разрабатываемых отдельной (самостоятельной) сеткой скважин.

Скважины могут размещаться по равномерным сеткам (квадратным и треугольным) и неравномерным – прямоугольным или сгущающимся. Плотность сетки скважин, эксплуатирующих тот или иной пласт (объект разработки), есть отношение площади нефтеносности к числу добывающих скважин ($\text{м}^2/\text{скв.}$ или $\text{га}/\text{скв.}$, $1 \text{ га} = 104 \text{ м}^2$). Например, при расстояниях между рядами скважин 500 м и между скважинами в ряду 400 м плотность сетки составляет $20 \times 104 \cdot \text{м}^2/\text{скв.}$ (20 га/скв.).

От принятой сетки размещения скважин зависит годовая добыча нефти, жидкости, темпы их отбора; срок разработки месторождения, конечная нефтеотдача (КИН), скорость обводнения продукции скважин, динамика пластового давления и другие показатели.

Выбор схемы размещения добывающих и нагнетательных скважин по площади, определение их числа и взаимное расположение – основные задачи при разработке нефтяных месторождений.

Эта задача решается комплексно с учетом геолого-физических свойств пластов и флюидов (вязкость нефти, проницаемость, толщина, глубина залегания пласта, его неоднородность, наличие связи между законтурной и внутриконтурной зонами, величина месторождения и др.), технологических (режима работы залежи, система размещения скважин и расстояние между ними или плотность сетки, наличие закачиваемого агента), технических (наличие оборудования) и экономических факторов (стоимости проекта и цены на нефть внутри государства и при продаже зарубежным потребителям).

Определяющими факторами при выборе плотности сетки скважин (расстоянием между скважинами) являются проницаемость пласта и вязкость нефти. При низкой проницаемости, высокой расчлененности и неоднородности пласта, при повышенной и высокой вязкости нефти (более 20 и 40 мПа·с) пласта выбирается более плотная сетка скважин.

При более плотной сетке скважин наблюдается, с одной стороны, повышение таких показателей, как годовые отборы нефти, жидкости, темпы их отбора, уменьшение продолжительности времени разработки и повышение КИН, с другой стороны – более быстрое обводнение продукции скважин и, самое главное, увеличение стоимости проекта. [12]

На месторождениях, разрабатываемых при нагнетании воды, могут применяться несколько видов заводнения: законтурное, внутриконтурное, очаговое, площадное, избирательное, барьерное. Поэтому в начале раздела необходимо указать, какие виды заводнения применяются на месторождении, когда и на каких площадях началось внедрение и коротко описать их развитие. Если кроме заводнения на месторождении применялись или применяются другие системы воздействия, они должны быть указаны. Необходимо также указать какие промышленные работы с применением методов увеличения нефтеотдачи проводятся на месторождении.

Суммарная закачка по рядам нагнетательных скважин, по месторождению и его объектам определяется как сумма количеств закачиваемой воды по отдельным скважинам. Распределение закачки при внутриконтурном

западнении между соседними площадями или блоками разработки производится в соответствии с темпами отбора жидкости.

Распределение объемов закачиваемой воды в скважинах разрезающих рядов между соседними площадями рекомендуется проводить с учетом отборов жидкости и изменения пластового давления за анализируемый период на этих площадях по формуле:

$$\sum Q_3 = \sum Q_3 + \beta^* \Delta P_{\text{пл}} V + \Delta Q_3, \quad (9)$$

где $\sum Q_3$ - объем закачки за анализируемый период (можно по годам или еще дробнее); $\sum Q_Э$ - отбор жидкости за анализируемый период с половины площади, примыкающей к ряду нагнетательных скважин; β^* - коэффициент упругоности пласта на прилегающей площади; $\Delta P_{\text{пл}}$ - изменение пластового давления на прилегающей площади за анализируемый период; V - объем пласта в пределах прилегающей площади; ΔQ_3 - потери закачки (утечки в другие пласты из-за негерметичности колонны, потери на поверхности и др.).

Уточнение энергетической характеристики месторождения производится, как правило, по результатам его пробной эксплуатации, однако вследствие (как это часто бывает) недостаточного срока такой эксплуатации уточнение энергетической характеристики проводится и при анализе разработки месторождения. При анализе разработки для выполнения этой работы исследователи располагают большим количеством замеров давлений, динамикой давлений, новыми данными о взаимодействии зоны отбора с газовой шапкой, законтурной областью и с зоной нагнетания, дополнительными материалами о взаимодействии отдельных площадей и пластов и т.д., полученных в процессе разработки месторождения.

В понятие энергетической характеристики входит режим залежи, запасы и расход ее энергетических сил, динамика и текущее состояние пластовых и забойных давлений.

Режим нефтяной залежи, как правило, устанавливается при проектировании разработки и определяется природными условиями залегания нефти, физическими свойствами коллекторов нефти, газа и пластовой воды,

строением пласта в законтурной области. На эксплуатируемых месторождениях режим зависит также от созданных в результате внедрения проекта условий выработки нефти.

Как известно, большинство нефтяных и газонефтяных залежей разрабатываются при режиме вытеснения нефти водой, создаваемом путем различных видов нагнетания (законтурное, внутриконтурное, площадное, избирательное, очаговое и их комбинации). Газонефтяные залежи разрабатываются обычно также при закачке воды, где кроме законтурного или какой-либо разновидности внутриконтурного нагнетания создается еще барьерное заводнение, а иногда наряду с закачкой воды используется режим газовой шапки.

Для выявления режимов нефтяной залежи помимо данных о параметрах пласта, соотношении давления насыщения и пластового давления, необходимо установить гидродинамическую связь данной залежи с законтурной областью. Связь эта может проявляться различным образом.

Влияние соседних месторождений необходимо учитывать при анализе пластовых давлений и в гидродинамических расчетах при проектировании при условии, что эти месторождения крупные по размерам добычи и закачки, если они эксплуатируются длительное время и если на них закачка воды начата с отставанием по отношению к отбору или систематически ведется в меньших объемах, чем отбор жидкости.

Влияние разработки соседних месторождений устанавливается по изменению пластового давления и смещению водонефтяного контакта, а иногда отмечается и перемещение залежи нефти. Легче установить это до начала разработки рассматриваемого месторождения по аномально низкому по сравнению с соседними залежами начальному пластовому давлению. В процессе работы влияние соседних залежей устанавливается расчетным методом компьютерного моделирования.

Гидродинамическая связь данной залежи с законтурной областью проявляется также при работе законтурных и приконтурных нагнетательных скважин в виде утечек закачиваемой воды в законтурную область.

Если при внутриконтурном заводнении вся закачиваемая вода идет внутрь залежи, то в законтурных скважинах часть закачки уходит за контур нефтеносности, особенно в первые годы разработки месторождения. Оценить объем утечек за контур нефтеносности нужно также при установлении давления на линии нагнетания выше начального пластового давления и значительном превышении накопленной закачки над накопленным с начала разработки отбором жидкости.

В условиях водонапорного режима разработки нефтяных месторождений обводнение добывающих скважин и продуктивных пластов - естественное и неизбежное следствие процессов разработки. Характер обводнения нефтяных пластов различен и зависит от свойств продуктивных пластов, нефти и воды, от условий залегания нефти в пласте, режимов эксплуатации скважин и других причин. Одним из главных факторов, определяющих обводнение, является неоднородность пластов по толщине (вызывает послойное обводнение) и по простиранью, их линзовидность, вызывающие неравномерное обводнение по площади залежи. Неравномерность обводнения усиливается при высоком соотношении вязкостей нефти и воды. Другим важным фактором, влияющим на обводнение, является наклонное, относительно кровли и подошвы, начальное положение ВНК.

Изучение характера обводнения залежи начинается с анализа показателей, поясняющих степень обводнения залежи и продукции каждой из добывающих скважин, то есть характеризуется суммарное с начала разработки и текущее количество добытой воды и жидкости; процентное содержание воды в продукции месторождения в целом, а также по отдельным площадям (участкам разработки) и по отдельным пластам; количество обводненных скважин, их распределение по степени обводнения и процентное отношение ко всему фонду;

количество обводненных и отключенных из-за полного обводнения скважин в рядах.

Исследование обводнения должно включать в себя изучение характера перемещения ВНК для последующего решения вопросов о выработке запасов нефти. При изучении этого вопроса перемещение ВНК должно быть связано с проницаемостью по площади и послойной проницаемостью, с наличием наклона в начальном положении ВНК, с работой нагнетательных скважин. В итоге должна быть пояснена сложная геометрическая форма ВНК и скорости его продвижения и подъема на отдельных участках и участках обводнения отдельных скважин.

Наиболее эффективно о перемещении ВНК можно судить на основе результатов геофизических методов исследования (электрокаротаж по новым скважинам, пробуренным на залежь или нижележащие горизонты; радиоактивный каротаж по скважинам, не перфорированным против исследуемого интервала), а также по косвенным методам, основанным обычно на процессе обводнения добывающих скважин.

Эффективность систем разработки нефтяных месторождений с заводнением во многом определяется полнотой вовлечения в разработку промышленных запасов нефти и характером их выработки. От этого зависят как темпы добычи, так и полнота извлечения нефти из недр.

В условиях заводнения полнота выработки продуктивных пластов в первую очередь зависит от степени охвата объекта разработки как по площади, так и по разрезу, что во многом определяется характером продвижения закачиваемой воды и пластовой. Поэтому основное внимание при геолого-промысловом анализе должно уделяться вопросам охвата пластов воздействием закачиваемой воды и особенностям продвижения воды по продуктивным пластам.

К числу геолого-физических факторов, влияющих на процесс заводнения, относятся фильтрационные свойства продуктивных пластов, характер и степень

их неоднородности, вязкостные свойства насыщающих пласты и закачиваемых в них жидкостей и др.

К числу основных технологических факторов, влияющих на показатели заводнения и нефтеотдачу пластов, относятся: параметры сетки добывающих скважин, схема системы заводнения, темп разработки, технология отбора жидкости и закачки воды, условия разработки смежных пластов, характер вскрытия продуктивных пластов в скважинах.

Обработка данных наблюдений за заводнением залежи дает возможность установить текущее положение водонефтяного контакта, внешнего и внутреннего контуров нефтеносности на разные даты разработки, в том числе и на дату анализа разработки. Зная положение ВНК, можно установить текущее положение контура нефтеносности и объем промытой части пласта.

В результате совместного действия большого числа факторов ВНК в процессе перемещения по пласту движется неравномерно и принимает обычно очень сложную геометрическую форму. На многопластовом месторождении из-за различия литологического строения объекта по толщине формируется несколько самостоятельных фронтов вытеснения с различными скоростями движения. [13]

2.2 Обзор современных подходов к рациональному применению сетки скважин на нефтяных месторождениях

При открытии новых месторождений и разработке старых, с применением различных методов интенсификации, необходимо провести проектирование нескольких альтернативных вариантов разработки месторождения и эксплуатации. На основании результатов сравниваемых вариантов должны быть приняты проектные решения по обустройству и разработке месторождения. Выбор оптимального варианта разработки должен основываться на варианте с рациональной системой разработки, наиболее эффективным технологическим процессом, характеризующимся оптимальной сеткой скважин и МУН, которые обеспечат максимальную выработку запасов и наибольший КИН. Экономически эффективным будет являться тот вариант, при

котором будут достигнуты максимальные, как технологические, так и экономические показатели.

При проектировании системы разработки определяют и обосновывают количество эксплуатационных объектов, способы воздействия на пласты и темпы отбора нефти из них, размещение и плотность сетки добывающих и нагнетательных скважин, способы и режимы их эксплуатации, мероприятия по управлению, контролю и регулированию процесса разработки.

Скважины могут размещаться по равномерным сеткам (квадратным и треугольным) и неравномерным – прямоугольным или сгущающимся. Плотность сетки скважин, эксплуатирующих тот или иной пласт (объект разработки), есть отношение площади нефтеносности к числу добывающих скважин. От принятой сетки размещения скважин зависит годовая добыча нефти, жидкости, темпы их отбора; срок разработки месторождения, КИН, скорость обводнения продукции скважин, динамика пластового давления и другие показатели.

Таким образом, под сеткой скважин понимают сеть, по которой размещаются добывающие и нагнетательные скважины на эксплуатационном объекте. Правильный выбор сетки скважин – важнейшее звено в обосновании рациональной системы разработки объекта. К важнейшим показателям сетки основного фонда скважин относится ее плотность, которая характеризуется расстояниями между скважинами и между рядами, а также удельной площадью на одну скважину. На выбор плотности сетки скважин существенное влияние может оказывать глубина залежи.

Выбор и обоснование расчетных показателей вариантов разработки определялись геолого-физическими условиями и текущим состоянием разработки месторождения. При этом учитывалась необходимость в наиболее полном извлечении нефти из недр при оптимальном режиме разработки с достижением экономической эффективности.

Выбор оптимальной сетки скважин и их ориентации относительно главных осей особенно значим для новых регионов нефтедобычи, где

анизотропия проницаемости может достигать высоких значений. Перспективные объемы ресурсов углеводородов сосредоточены в труднодоступных регионах: Восточная Сибирь, Ямал, шельфы замерзающих арктических и субарктических морей, глубоководные шельфы. Данные регионы характеризуются суровыми природно-климатическими условиями и необходимостью разработки инновационных технологий для освоения перспективных месторождений.

Для новых месторождений в неосвоенных и трудных для разработки регионах выбор неэффективной сетки скважин может привести к тому, что экономический эффект от реализации всей добываемой нефти будет намного ниже потенциального. В связи с этим проблема получения оптимального соотношения сторон пятиточечной системы, а также нахождение оптимальной ориентации скважин относительно главных осей при учёте анизотропии проницаемости является актуальной и важной.

Значительные запасы нефти месторождений республики Татарстан сосредоточены в сложнопостроенных, низкопродуктивных залежах карбонатных коллекторов, нефть которых в основном характеризуется высокой вязкостью. Поэтому, в связи с уменьшением добычи нефти по терригенным коллекторам, залежи карбонатных отложений следует рассматривать в существенном резервом добычи нефти. Разработка карбонатных коллекторов в Татарстане в настоящее время осуществляется крайне низкими темпами (1,3 % от НИЗ) и в основном на естественном режиме, разбуренность залежей менее 50%. Утвержденный КИН составляет 0,2 д.ед., текущий – 0,049 д.ед. (от категории А+В+С1).

Неблагоприятное влияние особенностей геологического строения залежей и высокая вязкость нефти объясняет отнесение запасов нефти, сосредоточенных в этих коллекторах, к трудноизвлекаемым.

Одним из путей снижения неблагоприятного влияния геологических факторов повышения эффективности разработки нефтяных месторождений является использование вторичных и третичных методов увеличения нефтеотдачи, но при этом необходимо учитывать, что конечный КИН

увеличиться незначительно, поэтому наиболее актуальными вопросами дальнейшего совершенствования проектирования разработки нефтяных месторождений является обоснование выбора оптимальной плотности сетки скважин.

Технология заводнения не приводит к интенсификации добычи нефти из карбонатных отложений башкирского яруса. Процесс заводнения осуществляется при низких нерентабельных дебитах ($2,5 \div 3,0$ т/сут). Таким образом, по участкам с близкими геолого-физическими параметрами осуществляются две разные технологии разработки карбонатных коллекторов башкирского яруса заводнением.

1. На участке разбуренного по плотности сетки 100×100 м, осуществляется технология заводнения, которая предусматривает ввод месторождения в разработку на естественном режиме до начала резкого снижения пластового давления ($P_{пл}$) от $0,2 \div 0,25 P_{гор}$, дебитов скважин, затем осваивается заводнение продуктивных пластов с давлением на забое нагнетательных скважин $0,6 \div 0,7 P_{гор}$. Интенсивность системы заводнения выбирается из условия компенсации отбора жидкости закачкой воды ($90 \div 100\%$).

2. На участке разбуренного по плотности сетки 200×200 м, осуществляется технология первичного заводнения. После разбуривания залежи осваивается система заводнения при давлении на забое скважин $0,7 P_{гор}$. Несмотря на оптимальные забойные давления, происходит резкое обводнение продукции скважин и добыча нефти и жидкости после достижения максимального уровня резко снижается. Начальные дебиты залежи $3,0$ т/сут снижаются до $1,5$ т/сут. Мероприятия по регулированию режимов работы скважин, циклическая закачка воды, применение физико-химических методов (кислотных) не приводят к увеличению дебитов нефти скважин.

На опытных участках Ямашинского месторождения разбуренных по экспериментальной уплотненной сетке 200×200 и 100×100 проводились работы по определению добывных возможностей вязких нефтей в коллекторах

башкирского яруса, как на естественном режиме эксплуатации так и в условиях внутриконтурного заводнения.

Полученные результаты позволили определить наиболее эффективные режимы работы скважин и подобрать оптимальное значение плотности сетки для эксплуатации подобных участков.

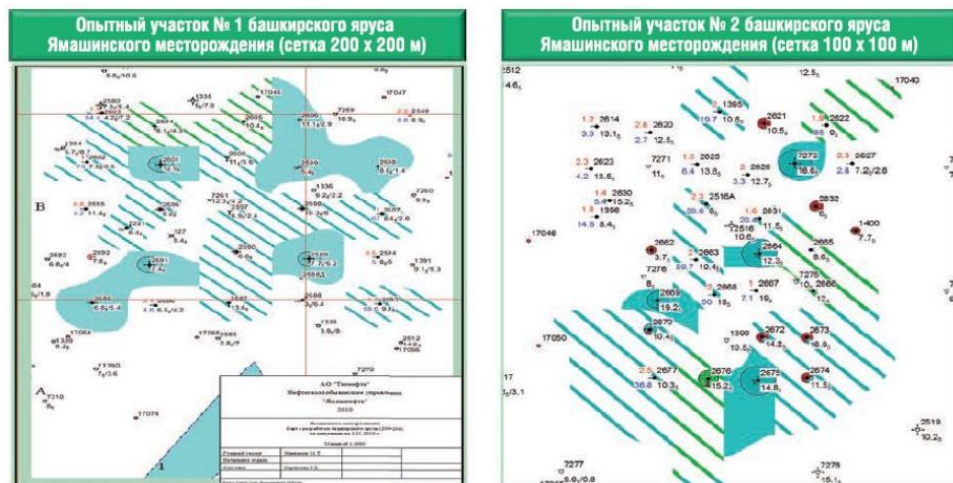


Рисунок 13 – Опытные участки карбонатных коллекторов, разбуренные по УСС на Ямашинском месторождении ПАО Татнефть

В таблице 1 представлены сводные данные для оценки зависимости от коэффициента нефтеизвлечения от плотности сетки скважин (ПСС, S) по опытным участкам башкирских отложений.

Таблица 1 - Данные для оценки зависимости от КИН от ПСС по опытным участкам башкирских отложений

ПСС, га/скв	НБЗ, тыс.т	НИЗ, тыс.т	КИН, д.ед.
4,3	1247	359	0,288
7,8	1247	241	0,193
5,4	1594	339	0,213
5,5	1538	520	0,338
3,9	658	232	0,353
3,2	240	72	0,300
9,7	762	196	0,257

Наибольшую эффективность показали опытные участки башкирского яруса с плотностью сетки 2-4 га/скв.

Полученный опыт запланирован для дальнейшего внедрения, так в 2014 году осуществляется бурение месторождений с целью уплотнения существующей сетки с 300 на 300 м до 150 на 150 м.

Бурение дополнительных скважин, осуществляемое на месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, является технологически оправданным. Его эффективность предопределяется тем, что оно реализуется после детального изучения неоднородности пластов, после разбуривания месторождений основной сеткой скважин [14]

Результаты промышленного эксперимента позволили ученым и производственникам обоснованно подходить к вопросам проектирования разработки неоднородных объектов с выбором оптимальных плотностей сетки скважин.

После 1982 года вопрос уплотнения сетки скважин у нефтяников не вызывал сомнений и по многим нефтяным месторождениям при благоприятном стечении обстоятельств обусловленных экономическими, политическими, социальными условиями и субъективным подходом региональных руководителей нефтяной промышленности было произведено добуривание нефтяных месторождений. Этот момент можно считать началом второго этапа, на котором была проведена оптимизация сетки скважин. Особенно негативно сказывалась разработка с редкой сеткой скважин на месторождениях с высоковязкой нефтью, которые в пределах Башкортостана и Татарстана характеризуются и значительной геологической неоднородностью.

В таблице 2 приведены прогнозные показатели конечной нефтеотдачи и водонефтяного фактора по объектам с высоковязкой нефтью по технологическим условиям первого и второго этапов. По всем 18-ти месторождениям показана плотность сетки скважин на конец первого этапа и плотность сетки скважин на втором этапе при заметном уплотнении сетки. По всем объектам разработки конец первого этапа характеризуется значительной обводненностью продукции, составляющей 60-70%. При такой обводненности

для прогноза конечной нефтеотдачи достаточно надежно можно использовать промыслово-статистические методы оценки конечной нефтеотдачи.

При оценке конечной нефтеотдачи по каждому месторождению использовались методы Камбарова Г.С., Первердяна А.М., Гайсина Д.К., «БашНИПИнефть» и оценивалась средняя величина конечной нефтеотдачи при технологических показателях первого этапа разработки. Оценивалась конечная нефтеотдача при плотности сетки скважин второго этапа. Оптимизация плотности сетки на втором этапе позволила получить прирост нефтеотдачи от двух до пятнадцати пунктов.

По этим же объектам была проведена прогнозная оценка водонефтяного фактора по промысловым данным на конец первого этапа и по промысловым данным второго этапа. При прогнозе водонефтяного фактора в качестве граничного условия принималась прогнозная нефтеотдача, определенная по промысловым данным второго этапа. По всем объектам разработки отмечается незначительное увеличение конечного водонефтяного фактора. При этом по некоторым месторождениям возможна оптимизация экономических показателей, при которых произойдет незначительное снижение конечной нефтеотдачи, но будет достигнуто значительное снижение водонефтяного фактора. Оптимизация плотности сетки скважин позволила также на долгие годы сохранить темп отбора нефти и уменьшить коэффициент падения темпов отбора.

Два объекта разработки Краснохолмской группы месторождений, эксплуатирующих терригенную толщу нижнего карбона. Первое – Орьбашевское месторождение – разбуривалось с 1958 г. и по нему были запроектированы редкие сетки скважин. При обводненности продукции 30% было отобрано только 3% от балансовых запасов. При дальнейшем уплотнении сетки скважин темп отбора несколько увеличился, текущая нефтеотдача возросла, однако и в настоящее время текущая нефтеотдача значительно ниже потенциальной при данной обводненности продукции. Разработка близкого к Орьбашевскому Кузбаевского месторождения производилась при более оптимальной плотности сетки скважин и при 30% обводненности продукции

было отобрано 13% от извлекаемых запасов. Конечный коэффициент нефтеотдачи по Кузбаевскому месторождению, разрабатываемого с 1964 года, будет значительно выше, чем по Орьебашевскому месторождению.

При оценке возможной потенциальной нефтеотдачи проведенной с помощью адаптационных геолого-промысловых моделей, при различной схеме разбуривания объекта разработки отмечается, что более ранняя оптимизация плотности сетки скважин позволяет достигнуть конечной нефтеотдачи на 3-5 пунктов выше, чем при запаздывании с оптимизацией разбуривания. Так как эти 3-5 пунктов нефтеотдачи являются подвижными запасами и на поздней стадии разработки они уже вскрыты сеткой скважин, то их извлечение технически возможно. Но для этого необходимо применение более дорогих и технологически сложных физико-химических методов воздействия на пласт.

Практически вопрос оптимизации плотности сетки скважин может быть, достаточно однозначно, решен с использованием адаптационных геолого-промысловых моделей. Ввиду того, что АГПМ учитывают до двадцати восьми геолого-физических параметров, в т.ч. параметры геологической неоднородности, а плотность сетки скважин при этом учитывается в реальных пределах для данной характерной группы объектов, прогнозная нефтеотдача при выбранной плотности сетки скважин оценивается с минимальной погрешностью. Одновременно оценивается текущее и конечно значение нефтеотдачи и водонефтяного фактора на фиксированный момент обводненности продукции [15].

Таблицы 2 - Прогнозируемые показатели разработки по объектам с высоковязкой нефтью по технологическим условиям первого и второго этапов

№ объекта	Плотность сетки скважин на конец I этапа	Прогноз КНО по промысло вым данным на конец I этапа	Плотность сетки скважин на конец II этапа	Прогноз КНО по промыслов ым данным на конец II этапа	Прирост нефтеотдачи с учётом оптимизации сетки скважин
1	24	45,11	18	50,64	5,53
2	20,2	50,72	20	53,02	2,3
3	30	35,91	20	44,94	9,03
4	22	53,09	16	58,18	5,09
5	13	56,12	10	60,85	4,73
6	13	46,94	12	49,33	2,39
7	43	43,37	33	49,55	6,18
8	20	42,01	15	45,96	3,95
9	3	47,75	2	52,62	4,87
10	24	35,81	16	51,21	15,4
11	14	16,5	9	29,3	12,8
12	13	28,44	10	38,09	9,65
13	40	36,85	23	41,76	4,91
14	12	54,85	10	57,5	2,65
15	16	45,6	15	46,13	0,53
16	76	7,8	60	12,25	4,45
17	13	39,64	12	47,75	8,11
18	82	15	25	31	16

2.3 Обоснование применение потокоотклоняющий технологий в формировании процессов воздействия на нефтяные пласты

Повышение нефтеотдачи неоднородных залежей за счет вовлечения в разработку низкопроницаемых пластов является актуальным, так как наиболее крупные месторождения в России вступают в позднюю стадию эксплуатации, а доля трудноизвлекаемых запасов нефти неуклонно возрастает [16]. Одним из методов повышения нефтеотдачи в неоднородных низкопроницаемых пластах, является потокоотклоняющие технологии (ПОТ).

Применение технологий возможно в том числе при наличии гидродинамической связи между пропластками. Растворы (гелеобразующие компоненты с применением различных сшивателей) заполняют пропластки и тем самым создают гидроизоляцию в пласте, что помогает направить потоки воды к добывающей скважине и тем самым увеличить дополнительный приток нефти. Для образования изолирующего материала необходимо как минимум наличие двух компонентов: основного компонента, называемого водоизолирующим реагентом, и вспомогательного.

Непосредственно работы по ВПП начинаются с составления геолого-технической характеристики скважины, на которой проводятся данные работы.

Затем начинается подготовительный этап, который включает в себя подготовку нагнетательной скважины (схема обвязки устья представлена на рисунке 2) к проведению работ по закачке химических реагентов:

- проверить исправность задвижек и арматуры;
 - обеспечить наличие рабочей площадки;
 - определить начальную приемистость скважины;
 - установить заглушки на низлежащие пласты;
 - остановить скважину, определить и предоставить место забора воды для проведения работ
- обеспечить проведение работ постоянным давлением на водоводе и необходимым количеством воды для приготовления химических композиций (в случае планируемого отключения подачи воды или снижения давления на

водоводе поставить в известность мастера бригады не менее чем за сутки до отключения);

- завезти на куст химические реагенты в необходимом количестве (концентрация реагентов, технология и объем закачки может изменяться в зависимости от фактической приемистости);
- специальная техника должна быть установлена на расстоянии не менее 10 м от скважины.

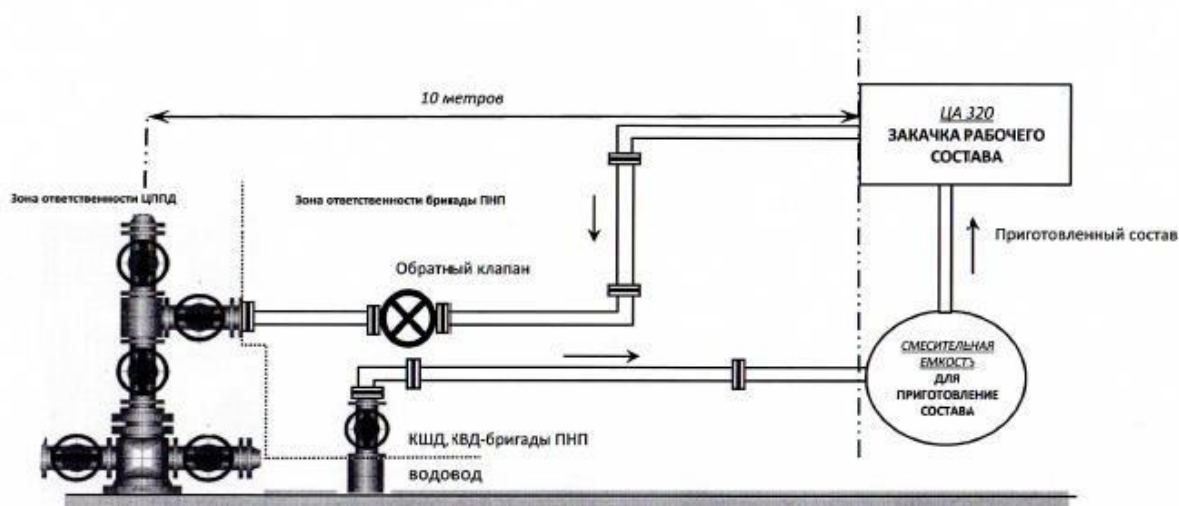


Рисунок 14 – Схема обвязки устья нагнетательной скважины при выполнении работ по выравниванию профиля приемистости

Закачка химического реагента в скважину производится при помощи передвижной установки по приготовлению и закачке полимерных растворов УДР-32 (рисунок 15). Предназначена для приготовления и закачки в скважину полимерных и других растворов из сыпучих химических реагентов с заданным расходом в пределах возможной производительности с целью повышения нефтеотдачи пластов. Включает в себя систему дозирования сухого реагента, систему приготовления полимерного раствора, систему загрузки и дозирования полимерного сшивателя, систему нагнетательного насоса высокого давления и систему управления и контроля.

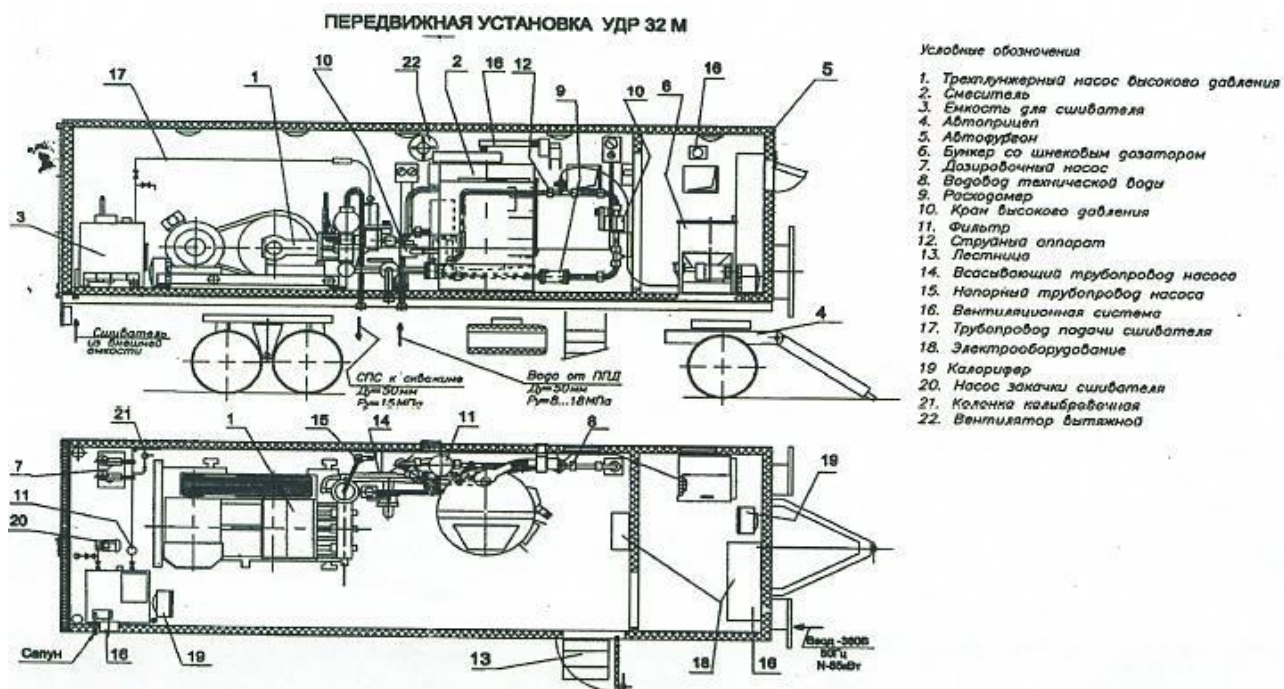


Рисунок 15 – Схема установки УДР-32М

Технологический процесс закачки состоит из последовательно сменяющих друг друга стадий. Первым делом выполняются подготовительные работы на скважине и прилегающей территории, расставляется оборудование и производится выгрузка химических реагентов. Далее скважину запускают под насыщение до стабилизации давления закачки, и определяют начальную приемистость накладным расходомером. По результатам данного фактического замера при необходимости корректируют технологию и объем закачки. Далее закачивают буферную жидкость и раствор соляной кислоты в необходимых объемах, закачивают продавочную жидкость – техническую воду – в необходимом объеме и в течение некоторого времени происходит реагирование. Проводят повторное насыщение скважины от водовода до стабилизации давления закачки и определение приемистости накладным расходомером после кислотной обработки. С данного этапа начинаются основные работы, непосредственно связанные с технологией ВПП. Заранее подготовленный раствор композиции закачивается в скважину в необходимом объеме, продавливается технической водой, и скважина закрывается на структурное упрочнение в течение необходимого времени. Последним этапом проводят пуск

скважины под закачку для насыщения пласта, определяют конечную приемистость, и сдают скважину после заключительных работ.

Впервые была применена потокоотклоняющая технология сшитых полимерных систем (СПС), на продуктивных пластах представлены карбонатными коллекторами. Здесь был применен полиакриламид (ПАА ДП 9-8177) и сшиватель (ацетат хрома), а также вода (пресная). Применение физико-химического заводнения продуктивных пластов на стадии падения объемов нефтеизвлечения из промысловых скважин позволило увеличить нефтеотдачу от 5–6 до 9–10 раз. Эффективность обработок составила 80 %

Основными критериями для подбора участков/скважин для проведения технологии ПОТ являются: вертикальная и площадная неоднородность пласта; неоднородный профиль приемистости по ПГИ; резкая динамика обводнения реагирующих добывающих скважин с характерным увеличением темпов обводненности выше средних значений по объекту.

Подбор технологии определяется также из дополнительных условий геолого-физической характеристики пласта и технологических показателей эксплуатации скважины/участка.

Критерием применимости технологий ПОТ является наличие минимум трех реагирующих добывающих скважин на одну нагнетательную. Реагирующие скважины определяются по результатам трассерных исследований либо по коэффициентам корреляции взаимовлияния скважин (косвенный способ).

Техническая пригодность нагнетательных скважин для применения технологии ОПР определяется наличием или отсутствием заколонных перетоков или непроизводительного ухода жидкости закачки из продуктивного разреза.

Основные геологические критерии применимости потокоотклоняющих технологий:

- проницаемость коллектора – от 0,05 до 0,5 мкм² (от 50 до 500 мД);
- температура пласта – не ниже 70 °С для термотропных составов;
- коэффициент расчлененности – не менее 1,4.

Указанный диапазон изменения проницаемости обуславливает значение приемистости нагнетательных скважин. При проницаемости коллектора менее $0,05 \text{ мкм}^2$ приемистость нагнетательных скважин низкая и процесс закачки происходит при высоких устьевых давлениях. Проницаемость ниже $0,05 \text{ мкм}^2$ снижает приемистость нагнетательной скважины на 10–20 %. Верхняя граница применимости технологий ПОТ по проницаемости обусловлена имеющейся линейкой применяемых технологий. Так, при высокой проницаемости приемистость нагнетательных скважин может составлять $700 \text{ м}^3/\text{сут}$ и более, что требует применения различных модификаций технологий с крупно- и мелкофракционными наполнителями.

Расчлененность пласта и коэффициент вариации проницаемости должны рассматриваться в комплексе, необходимо определить наличие недренируемых или слабодренируемых прослоев в разрезе нагнетательной скважины. Если ее разрез представлен равномерным чередованием прослоев с малым разбросом коэффициента проницаемости, то эффективность ПОТ в такой скважине будет существенно ниже, чем в скважине с наличием неработающих интервалов либо прослоев.

Рассмотрим более подробно области применения и основные свойства отдельных технологий:

- сшитые полимерные составы (таблица 3);
- силикат-гелевые составы (таблица 4);
- эмульсионные составы (таблица 5).

Таблица 3 - Основные свойства и область применения сшитых полимерных составов

Область применения:	<ul style="list-style-type: none"> – терригенные и карбонатные коллекторы (ТК и КК); – коллектор поровый, трещиновато поровый; – коэффициент расчлененности, более 2; – проницаемость для ТК не менее $0,1 \text{ мкм}^2$, для КК не менее $0,05 \text{ мкм}^2$; – температура в зоне закачки не более $90 \text{ }^\circ\text{C}$
Основные свойства:	– регулирование времени гелеобразования в диапазоне от нескольких часов до 10 суток;

	<ul style="list-style-type: none"> – способность проникать вглубь пласта на значительные расстояния и создавать обширные экраны для перераспределения гидродинамических сопротивлений; – высокая селективность фильтрации
--	---

Таблица 4 - Основные свойства и область применения силикат-гелевых составов

Область применения:	<ul style="list-style-type: none"> – терригенные и карбонатные коллекторы, разрабатываемые заводнением; – коллектор поровый, трещиновато-поровый; – проницаемость для ТК не менее 0,08 мкм², для КК не менее 0,05 мкм²; – температура в зоне закачки не более 300 °С
Основные свойства:	<ul style="list-style-type: none"> – растворы не подвержены механической, термоокислительной и биологической деструкции; – низкие гидродинамические сопротивления при закачке и высокая селективность фильтрации; – высокая термостабильность

Таблица 5 - Основные свойства и область применения эмульсионных составов

Область применения:	<ul style="list-style-type: none"> – терригенные и карбонатные коллекторы; – коллектор поровый, трещиновато-поровый; – проницаемость не менее 0,05 мкм²; – температура в зоне закачки до 90 °С
Основные свойства:	<ul style="list-style-type: none"> – низкие значения межфазного натяжения на границе с нефтью; – гидрофобизирующее воздействие на промытые водонасыщенные участки пласта коллоидно-дисперсными частицами АСПК; – остаточный фактор сопротивления; – высокая нефтевытесняющая способность

С целью увеличения охвата пласта вытеснением и вовлечения слабодренлируемых запасов нефти в разработку на объекте АС11 за 2008–2012 гг. на нагнетательном фонде скважин проведено 182 скважино-операции по закачке оторочек химических реагентов с целью выравнивания профиля приемистости и фронта вытеснения. За счёт применения ПОТ дополнительно добыто 189 тыс. т нефти, при удельной эффективности 1036 т/скв.-опер. И средней продолжительности эффекта 507 сут.

Наибольший эффект удалось получить от закачки осадко-гелеобразующих (ОГС) и полимер-гелеобразующих (ПГС) составов, а наименьший – от закачки раствора избыточного ила.

Для определения причины успешного и безуспешного применения потокоотклоняющих технологий на объекте АС11 Назаргалеевского месторождения проведен сравнительный анализ применимости отдельных ПОТ и параметров объекта разработки. Для анализа были выделены следующие критерии: тип коллектора, коэффициент расчлененности, проницаемость пласта, температура в зоне закачки (табл. 6).

По результатам данного анализа можно отметить, что соответствие критериев применимости ПОТ параметром пласта стало причиной успешного проведения операций по закачке ОГС и ПГС в пласт АС11 Назаргалеевского месторождения. Причиной безуспешного применения раствора избыточного ила можно назвать то, что для достижения результата необходима стабильно высокая температура в зоне закачки в 54–60 °С, а температура в зоне закачки составила 70–77 °С. [17]

Таблица 6 - Сравнительная таблица критериев применимости и параметров пласта

Параметры объекта АС11	Значение	Критерии применимости ПОТ		
		ОГС	ПГС	Раствор избыточного ила
Тип коллектора	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный
Коэффициент расчлененности, доли ед.	4,1	-	более 2	-
Проницаемость, мкм ²	0,107	не менее 0,08	не менее 0,1	не менее 0,1
Температура в зоне закачки, °С	70–77	не более 300	не более 90	стабильная температура 54–60

Для того, чтобы увеличить нефтеотдачу не только за счет увеличения коэффициента нефтевытеснения, но и за счет повышения коэффициента охвата

пласта, создана загущенная нефтewытесняющая композиция НИИКА-3 с регулируемой вязкостью и щелочностью, которая является одновременно потокоотклоняющей и нефтewытесняющей композицией. Композиция является результатом исследования в рамках развития концепции использования энергии пласта или закачиваемого теплоносителя для генерации непосредственно в пласте химических «интеллектуальных» систем – композиций на основе ПАВ и щелочных буферных систем, сохраняющих, самоподдерживающих в пласте длительное время комплекс свойств, оптимальный для целей нефтewытеснения

Композиция НИИКА-3 может использоваться для повышения эффективности заводнения или паротеплового воздействия, увеличивая конечный коэффициент извлечения нефти: для увеличения нефтеотдачи залежей с высокой естественной пластовой температурой (выше 70 °С), разрабатываемых заводнением, а также залежей высоковязких нефтей с естественной низкой пластовой температурой, разрабатываемых по технологии площадной закачки теплоносителя (пар, горячая вода) и пароциклических обработок (ПЦО) добывающих скважин.

При закачке загущенной композиции НИИКА-3 в водо- или паронагнетательные скважины непосредственно в пласте происходит регулируемое увеличение вязкости композиции. Это способствует выравниванию подвижностей вытесняемого и вытесняющего агентов и приводит к увеличению охвата пласта воздействием, снижению вязкостной неустойчивости фронта вытеснения, ограничению прорывов закачиваемого рабочего агента в реагирующие добывающие скважины, подключению низкопроницаемых пропластков. Кроме того, происходит дополнительное снижение вязкости нефти и доотмыв нефти из промытых зон. В результате происходит увеличение коэффициента охвата пласта, прирост КИН и интенсификация добычи нефти.

Для получения загущенной композиции НИИКА-3 в состав композиции НИИКА на основе ПАВ дополнительно вводят соль алюминия, изменением концентрации которой можно регулировать вязкость композиции. При

температуре выше 70 °С в результате гидролиза карбамида непосредственно в пласте pH раствора увеличивается, происходит гидролиз ионов алюминия с образованием гидроксида алюминия, в результате через определенное время вязкость нефтewытесняющей композиции увеличивается.

Проведено исследование влияния концентраций компонентов загущенной нефтewытесняющей композиции НИНКА-3 на реологические свойства растворов и золь, в частности, динамическую вязкость (мПа·с). Измерение вязкости растворов проводили ротационным методом и вибрационным методом с использованием вибрационного вискозиметра с камертонным датчиком «Реокинетика». При определенных концентрациях соли алюминия непосредственно в пласте образуется золь – подвижная свободнодисперсная система с высокими нефтewытесняющими свойствами.

Время образования золь в растворе нефтewытесняющей композиции зависит от концентрации соли алюминия и температуры термостатирования и составляет от 20-35 минут при 150 и 200 °С и 3-3.5 часа при 90 °С, то есть при увеличении температуры термостатирования от 90 до 150, 200 °С время зольобразования сокращается в 6-9 раз.

Так, на основании экспериментальных исследований установлено, что закачка композиции с регулируемой щелочностью и вязкостью – загущенной композиции НИНКА-3 при паротепловом и пароциклическом воздействии на пласт применительно к условиям пермо- карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения приводит к перераспределению фильтрационных потоков, снижению скорости фильтрации по высокопроницаемым пропласткам и увеличению скорости фильтрации по низкопроницаемым пропласткам, выравниванию подвижностей жидкости в неоднородной модели пласта, что сопровождается доотмывом нефти как из низкопроницаемых зон, так и из высокопроницаемых зон модели пласта. В результате увеличивается коэффициент вытеснения нефти водой по модели в целом. Прирост коэффициента нефтewытеснения находится в пределах от 5 до 39 %, при этом

достигаются высокие абсолютные коэффициенты нефтевытеснения и низкая остаточная нефтенасыщенность.

Таким образом, загущенная нефтевытесняющая композиция НИНКА-3 с регулируемой вязкостью и щелочностью, низким межфазным натяжением на границе с нефтью является одновременно потокоотклоняющей и нефтевытесняющей композицией и может использоваться для повышения эффективности разработки за счет увеличения коэффициента охвата пласта и коэффициента вытеснения нефти, закачиваться в нагнетательные, паронагнетательные и пароциклические скважины.

Загущенная нефтевытесняющая композиция НИНКА-3 является маловязкой низкозастывающей пожаробезопасной жидкостью, что делает ее технологичной в применении в зимний период. Для приготовления и закачки загущенной композиции в промысловых условиях используется стандартное нефтепромысловое оборудование. Композиция НИНКА-3 применима как на ранней, так и на поздней стадии разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в том числе залежей высоковязкой нефти [18].

3 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ СЕТКИ СКВАЖИН ПРИ ПОСТРОЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТА

Для достижения наиболее полного коэффициента охвата и коэффициента извлечения нефти при составлении проектных технологических документов на разработку месторождений используют передовые технологии, такие, как компьютерное моделирование.

Одним из главных направлений повышения качества проектирования, управления и контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений является применение компьютерных постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ).

При построении на базе всей совокупности имеющихся геолого-геофизических и промысловых данных постоянно действующих геолого-технологических моделей, недропользователь имеет возможность отслеживать в динамике выработку остаточных запасов углеводородов, точнее прогнозировать добычу нефти и газа, моделировать геолого-технические мероприятия по повышению нефтеотдачи и эффективности работы предприятия, более обоснованно рассчитывать наиболее рациональные и экономически эффективные варианты разработки продуктивных пластов.

ПДГТМ могут использоваться при составлении проектных документов и самостоятельно для изучения природно-технологических объектов и оптимизации процесса эксплуатации, содержащихся запасов углеводородов при текущем управлении процессом разработки.

В настоящее время в России идет процесс внедрения передовых компьютерных технологий в практику проектирования и управления разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений. Наиболее прогрессивным представляется применение для построения ПДГТМ программных продуктов, позволяющих оперировать с геологической и технологической информацией во всем ее объеме (3D) и с учетом изменений во времени (4D).

С целью повышения точности прогнозных расчетов вариантов разработки построена геолого-технологическая модель. Фильтрационное моделирование выполнялось с помощью расчетных программ, реализующих численное решение системы уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов и закачиваемых агентов с учетом их взаимодействия с горной породой. Гидродинамическая модель была построена с использованием пакетов программ Igar RMS компании ROXAR

Первым этапом любого проекта по моделированию являются сбор и загрузка исходной информации. Основные данные, необходимые для построения трехмерных геологических моделей:

- 1) инклинометрия и координаты устьев скважин;
- 2) геофизические исследования скважин (ГИС) и результаты интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС);
- 3) результаты детальной геологической корреляции;
- 4) результаты структурной и динамической интерпретации сейсморазведки;
- 5) уровни флюидалльных контактов;
- 6) материалы подсчета запасов.

В программном комплексе трёхмерного моделирования создается проект, и в него загружаются все исходные данные.

Отметим, что от качества исходных данных зависят качество и достоверность конечной трёхмерной геологической модели. Далее будут более подробно рассмотрены разработанные подходы поиска ошибок и корректировки некоторых типов исходных данных на различных этапах построения модели.

Итогом этапа является загрузка всей собранной информации в пакет трехмерного моделирования. Все загруженные данные можно визуально просмотреть и оценить в программных пакетах моделирования (рисунок 16).

Во многом качество модели зависит от качества исходных данных, в частности, от инклинометрии скважин. [19]

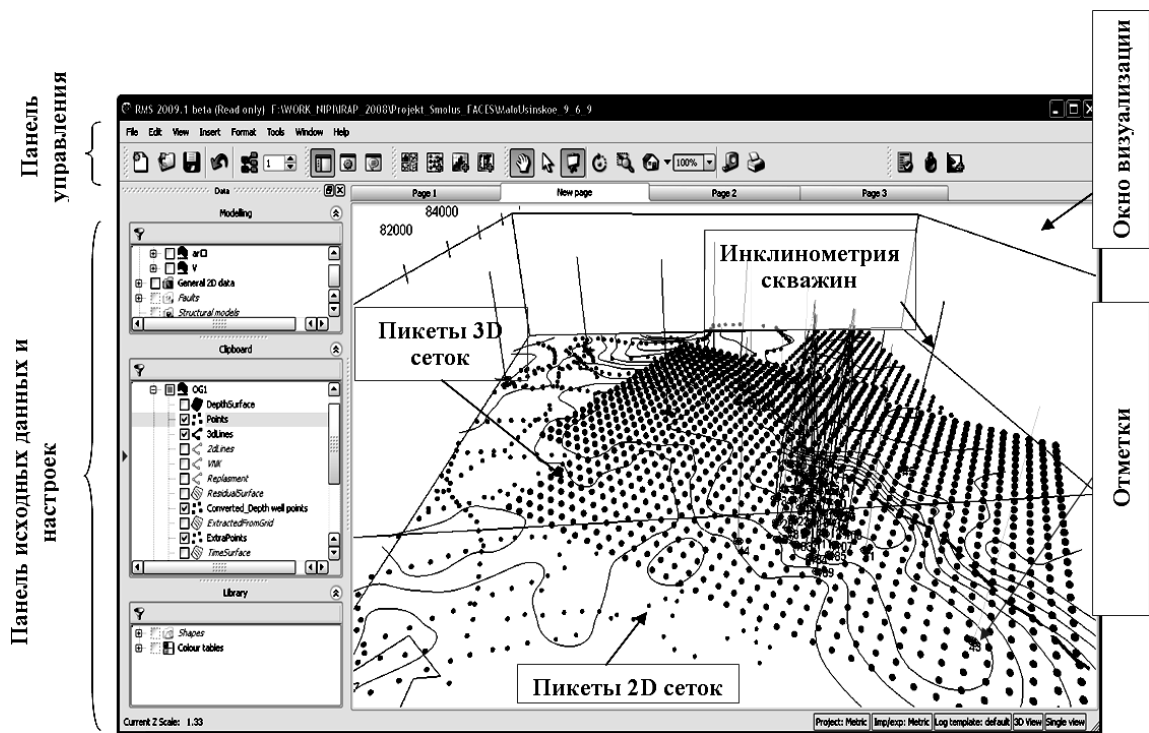


Рисунок 16 - Исходные данные, загруженные в пакет трехмерного моделирования IRAP RMS

С помощью фильтрационной модели при адаптации разработки по известной динамике добычи нефти и воды подобраны функции модифицированных фазовых проницаемостей для каждого объекта разработки.

Общий вид модели на примере куба пористости, проницаемости и начальной нефтенасыщенности представлен на рисунке 17. По результатам адаптации геолого-технологической модели построены карты текущих подвижных запасов (рисунок 19).

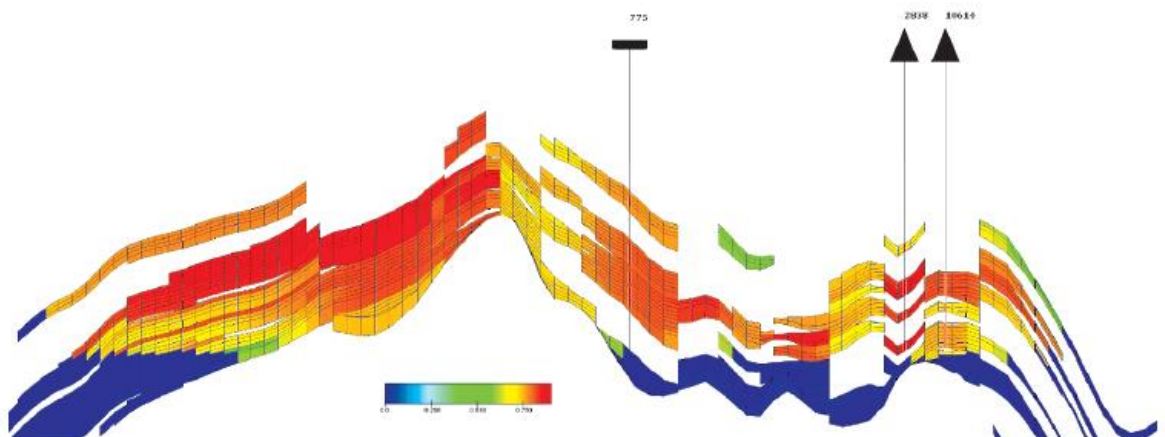


Рисунок 17 - Распределение текущей нефтенасыщенности

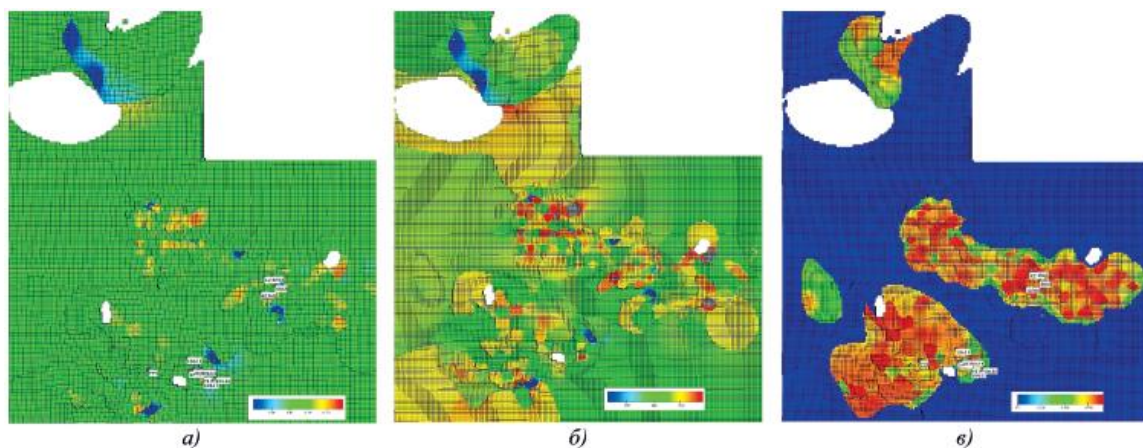


Рисунок 18 - Распределение параметров (вид сверху): а) пористости; б) проницаемости; в) начальной нефтенасыщенности

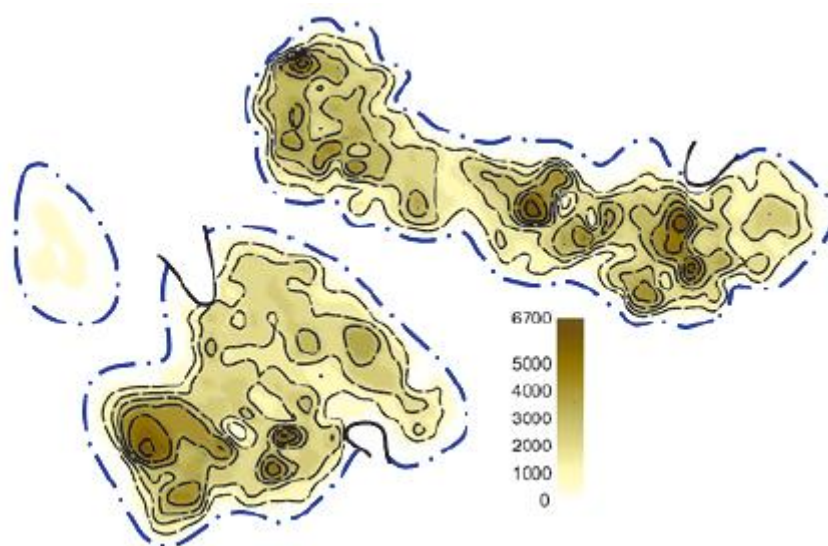


Рисунок 19 - Распределение плотности текущих подвижных запасов

Для наиболее полной выработки остаточных запасов нефти данного участка залежи II предлагалось бурение 34 добывающих скважин по уплотняющей треугольной сетке 150×150 м. Схематическое изображение размещения проектных скважин представлено на рисунке 20.

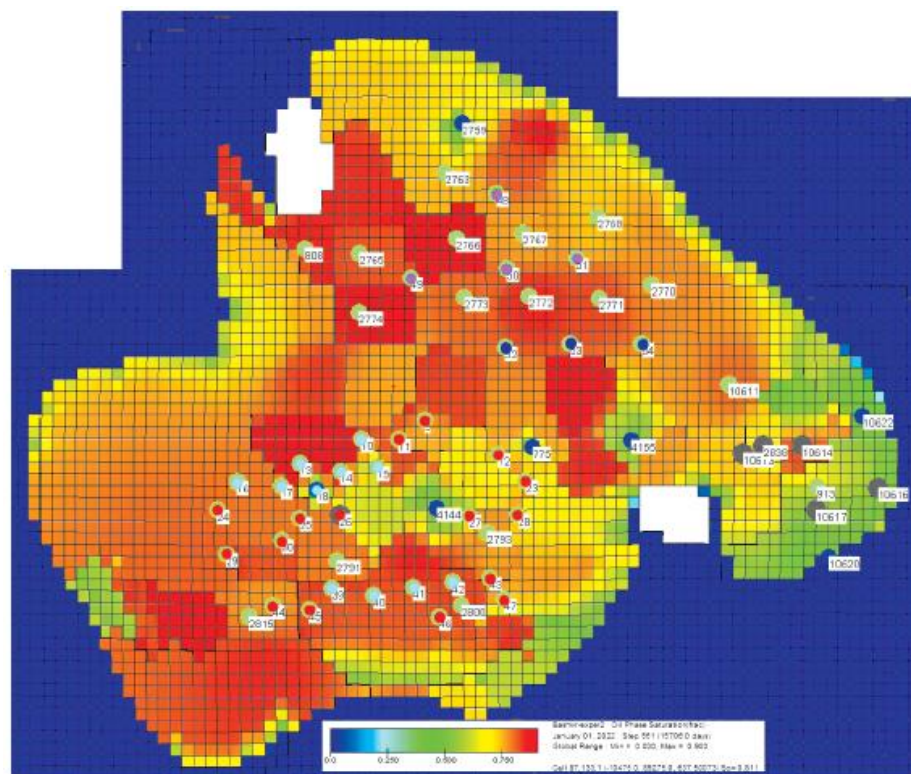


Рисунок 20 - Схематическое изображение размещения проектных скважин для бурения по годам

В верхней части залежи предусматривается размещение скважин по 5-ти точечной системе разработки, в нижней части – очаговое заводнение. Схема размещения элементов разработки приведена на рисунок 21.

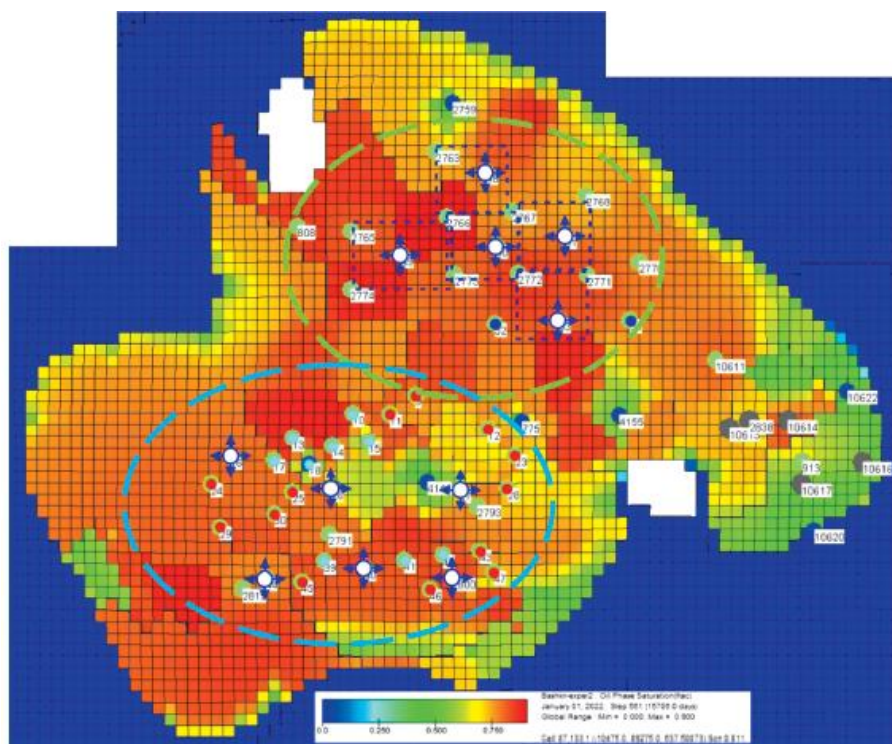


Рисунок 21 - Схема размещения элементов разработки

Для оценки эффективности того или иного варианта разработки необходимо рассмотреть ряд факторов, которые влияют на конечные технологические показатели, т.е. на накопленную добычу нефти.

К разряду таких факторов можно отнести:

1. количество одновременно вводимых в эксплуатацию скважин в элементе;
2. выбор оптимального элемента разработки (пятиточечный, девятиточечный и др.);
3. организацию системы поддержания пластового давления (ППД) (соотношение добывающих и нагнетательных скважин);
4. временной интервал для системы ППД в элементе разработки.

Доказательством этого факта служит анализ результатов трех рассмотренных вариантов, который дает возможность определить, как влияют на добычу нефти система разработки, соотношение добывающих и нагнетательных скважин и время перевода скважин под закачку. На рисунке 22 приведена динамика накопленной добычи нефти и накопленной закачки воды скважин залежи Соколкинского поднятия по вариантам. Можно заметить, что ввод в эксплуатацию той или иной группы уплотнительных скважин, а также перевод скважин под закачку заметно влияют на накопленную добычу нефти и обводненность.

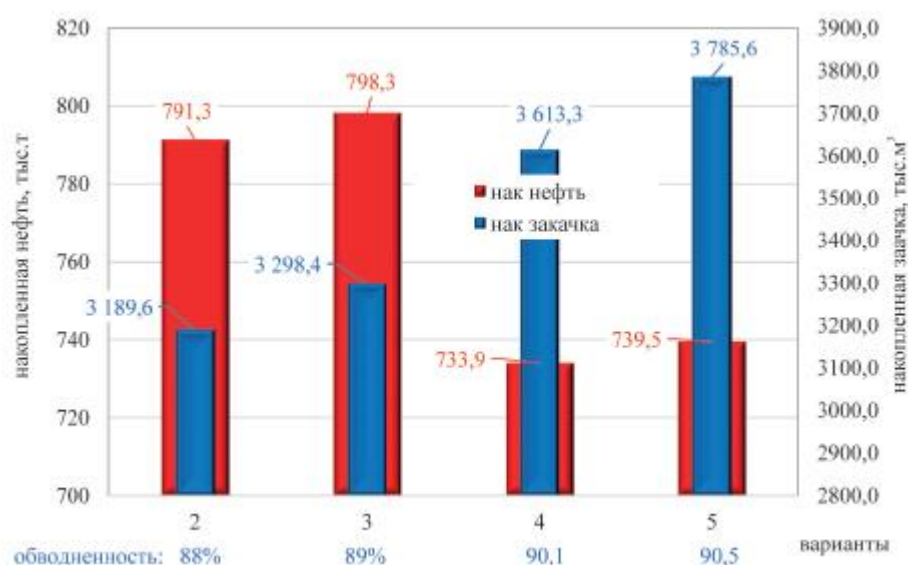


Рисунок 22 - Динамика накопленной добычи по группам скважин, вводимым в эксплуатацию на определенные годы

В вариантах с организацией системы ППД в начальной стадии разработки (4, 5 вар.) накопленная добыча нефти меньше, чем в вариантах с переводом группы скважин под закачку в средней стадии разработки (2, 3 вар.). Соответственно, в вариантах 4 и 5 закачка воды в пласт больше, чем в вариантах 2 и 3. Распределение нефтенасыщенности на конец разработки (2050 г.) по вариантам приведено на рисунок 23 а-г. [20]

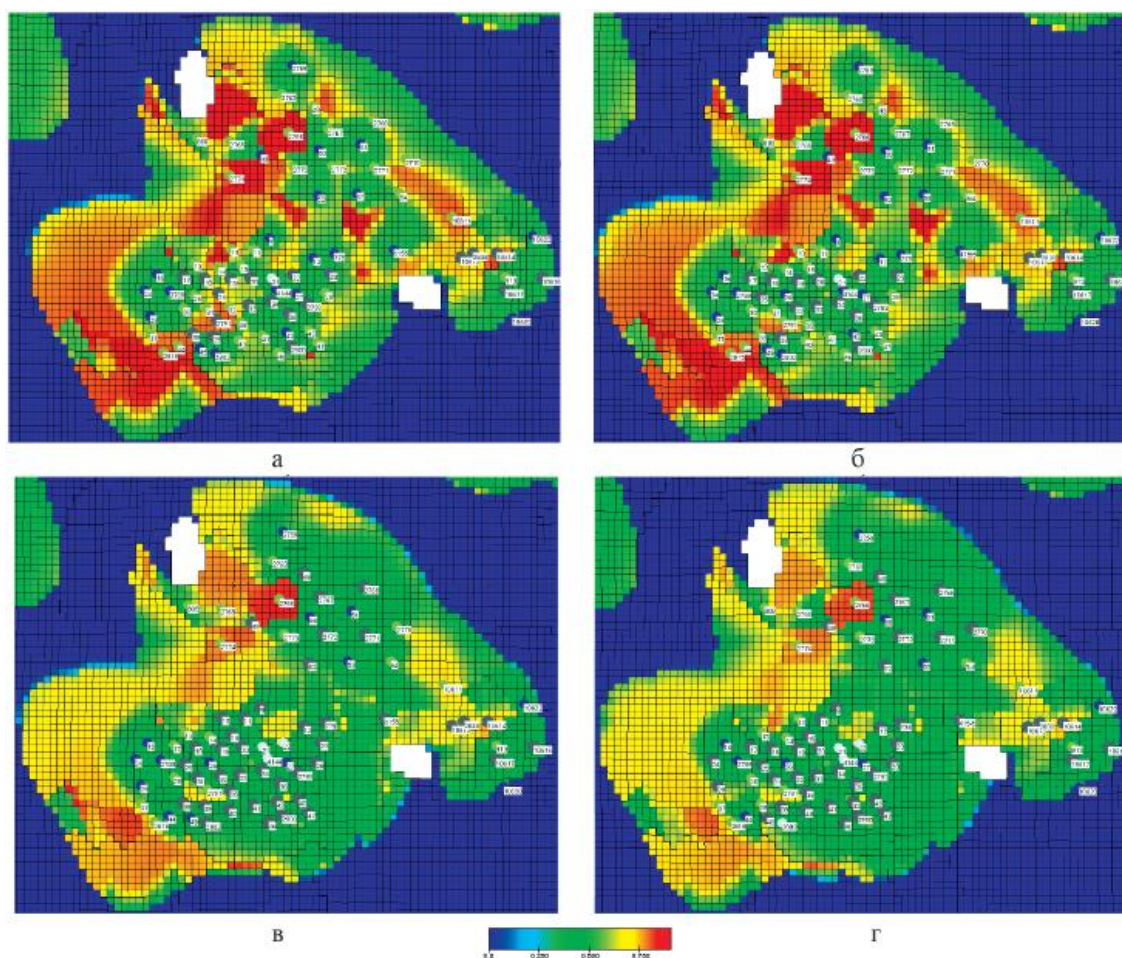


Рисунок 23 - Распределение нефтенасыщенности на конец разработки по вариантам (вид сверху): а) 2, б) 3, в) 4, г) 5

Если моделируемый объект уже разрабатывался в течение некоторого времени, то после описания свойств пласта и вмещающих флюидов проводится воспроизведение истории разработки. Фильтрационная модель корректируется итеративным способом до тех пор, пока она не окажется в состоянии воспроизвести фактическое распределение давления и многофазное течение

флюидов. Адаптация модели заключается в настройке ее параметров (пористости, проницаемости, фазовых проницаемостей и т. д.) до совпадения расчетных и фактических промысловых данных. Фильтрационная модель должна отображать работу пласта, фильтрационные потоки, распределения насыщенности, давления и продуктивности скважин.

При адаптации истории разработки необходимо проводить комплексный анализ имеющейся информации: промысловые исследования скважинам (тесты на приток, анализ результатов ГДИ, ПГИ, инструментальные замеры дебитов и забойных давлений). Последовательность выполнения работ по адаптации фильтрационной модели состоит в следующем:

1. верификация исходных данных, ранжирование полученной информации на точную и надежную, а так же менее достоверную;
2. определение допустимых отклонений;
3. адаптация пластовых давлений;
4. адаптация газового фактора и обводненности;
5. адаптация забойных давлений.

В процессе адаптации фильтрационной модели уточняются следующие параметры:

1. распределение пористости;
2. распределение абсолютной проницаемости;
3. анизотропия проницаемости (вертикальная и горизонтальная);
4. относительные фазовые проницаемости;
5. продуктивность (скин-фактор);
6. проводимость разломов, наличие барьеров;
7. сжимаемость породы и флюидов;
8. параметры водоносного горизонта.

Рекомендуется уточнять параметры, имеющие наибольшую неопределенность и оказывающие наиболее сильное влияние на результат. Поэтому адаптацию модели как правило начинают с анализа чувствительности

модели к изменению основных параметров и установления диапазонов их неопределенности.

В процессе проведения работ по адаптации фильтрационной модели проводят несколько итераций (их число зависит от получения приемлемого результата). После каждой итерации проводят анализ расчетных и фактических показателей разработки, из которого следует необходимость (или ее отсутствие) изменения того или иного параметра модели или отдельных составляющих.

Для новых неразрабатываемых залежей адаптация модели проводится на показатели исследований и испытаний, проведенных в разведочных и поисковых скважинах (опробование, ГДИ). При этом все параметры работы должны как можно ближе соответствовать акту ГДИ или испытания (коэффициенты продуктивности, скин-фактор, депрессия и т.д.). [21] Выбору системы разработки и оптимальной плотности сетки скважин придается большое значение в теории и практике разработки нефтяных месторождений. В связи с этим ряд важнейших вопросов остается актуальным на всех этапах развития отечественной нефтяной промышленности, и им уделяется постоянное внимание.

Для оптимизации плотности сетки скважин в целях увеличения нефтеотдачи создание детерминированных постоянно действующих математических моделей нефтяных месторождений, с помощью которых можно выявить слабодренируемые и застойные зоны пласта, установить их размеры и пути вовлечения в активную разработку является перспективным.

Каждый вариант разработки можно охарактеризовать тремя основными показателями: уровнем добычи нефти, экономическими показателями разработки месторождения и коэффициентом извлечения нефти. Эти три показателя характеризуют эффективность разработки месторождения с различных сторон, часто противоречат друг другу, к тому же пользователь недр и государство иногда заинтересованы в достижении максимальных значений различных показателей. В этой связи, необходимо искать разумный компромисс между данными критериями рациональности, находить наилучший баланс

интересов между пользователем недр, государством и требованиями охраны недр и окружающей среды.

Результаты геолого-гидродинамических расчетов по исследованию эффективности опытно-промышленной разработки по уплотнению сетки скважин показывают, что при обосновании проектной сетки скважин в первую очередь необходимо учитывать факторы, влияющие как на текущие, так и на прогнозные технологические показатели:

- количество одновременно вводимых в эксплуатацию скважин в элементе;
- выбор оптимального элемента разработки (пятиточечный, девятиточечный и др.);
- организация системы ППД (соотношение добывающих и нагнетательных скважин);
- временной интервал для системы ППД в элементе разработки. [20]

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Кудрявцеву Артему Максимовичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами не более 1600 тыс.руб</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, инструмента, норма амортизации и т.д.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Общий налоговый режим Ставка налога на прибыль 20%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
2. <i>Матрица SWOT</i>
3. <i>График проведения и бюджет НИ</i>
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Кудрявцев Артем Максимович		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В ходе разработки месторождения проблема увеличения нефтеотдачи и выработка остаточных запасов становится более актуальной. На многих месторождениях Западной Сибири присутствует проблема с обводнением скважин. На некоторых месторождениях обводненность достигает более 90%, а темп обводнения эксплуатационных скважин ежегодно увеличивается. Работа большого количества скважин из-за обводненности считается нерентабельной, что обосновывает применение потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи.

Значительную долю затрат при закачке ПОТ составляют затраты на материалы, закачиваемые в пласт. Работы по повышению нефтеотдачи осуществляются специализированными бригадами. Значительную долю затрат при закачке ПОТ составляют затраты на материалы, закачиваемые в пласт. Для достижения длительного и устойчивого эффекта необходимы большие объёмы закачиваемых реагентов. Планирование затрат на закачку осуществляется согласно нормам времени на производство работ. Нормы времени определяются подрядной организацией исходя из своих технических и технологических возможностей, особенностей скважины, в которую производится закачка.

Данная глава отражает обоснование финансовой эффективности проведения данного вида работ.

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями являются коммерческие организации нефтегазовой отрасли, а именно организации, осуществляющие добычу нефти. Научное исследование направлено на крупные и средние предприятия, которые планируют применить технологии потокоотклонения.

В таблице 7 отражена сегментация рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика и направление деятельности. Анализ рынка выполнялся на основе компаний ПАО «Лукойл» (фирма А), ПАО «Татнефть» (фирма Б), ПАО «Газпромнефть» (фирма В).

Таблица 7 - Карта сегментирования рынка

		Обследование	Подбор средств реализации	Разработка проекта	Внедрение
Размер компании	Мелкие		Б	Б	
	Средние		А	В	А
	Крупные	В		В	В



- ПАО «Лукойл»
- ПАО «Татнефть»
- ПАО «Газпромнефть»

На приведенной карте сегментирования видно, что свободными остаются следующие сегменты рынка: обследование для мелких и средних компаний, внедрение для мелких компаний, а также подбор средств реализации для крупных компаний.

4.2 Анализ конкурентных технических решений

Помогает внести коррективы в проект, чтобы успешнее противостоять соперникам. При проведении данного анализа необходимо оценить сильные и слабые стороны конкурентов. Для этого составлена оценочная карта (таблица 8).
Таблица 8 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Надежность	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
2. Простота эксплуатации	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
3. Безопасность	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
4. Энергоэкономичность	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,5

5. Соответствие различным геолого-физическим условиям месторождений-кандидатов	0,2	5	5	5	0,1	0,1	0,1
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
2. Затраты на проведение метода по увеличению нефтеотдачи пласта	0,15	5	3	3	0,75	0,45	0,45
3. Предполагаемый срок Проведения методаувеличения нефтеотдачи	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
4. Обслуживание	0,15	4	5	4	0,6	0,75	0,6
ИТОГО	1	42	39	39	4,65	3,4	3,35

Где: Бф – циклическое воздействие; Бк1 – тепловое воздействие; Бк2 – газовое воздействие.

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Конкурентоспособность конкурента К:

$$K = \sum V_i \quad (8)$$

где V_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл i -го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 8. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей.

Опираясь на полученные результаты расчётов, можно сделать вывод что, циклическое воздействие является наиболее востребованным методом, позволяющий в значительной мере увеличить нефтеотдачу пластов. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как высокие затраты на проведение метода увеличения нефтеотдачи и в более сложной эксплуатации.

4.3 Swot-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ

применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Он проводится в несколько этапов. Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны технологии (С)		Слабые стороны технологии (Сл)	
1.	Высокая рентабельность РВ-3П-1.	1.	Требуется точный подбор технологии.
2.	Реакция гелеобразования обратима.	2.	Гель должен сформироваться за пределами трещин ГРП.
3.	Возможность адресного размещения.	3.	При недостаточных объёмах закачки, возможно снижение дебита и увеличение обводнённости.
4.	Экологически малоопасное вещество		
Возможности (В)		Угрозы (У)	
1.	Увеличение охвата пласта заводнением.	1.	Неверный подбор реагента.
2.	Увеличение КИН.	2.	Остановки процесса закачки.
3.	Снижение обводнённости продукции.	3.	Аварии, поломки оборудования.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком

«+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить, «+» или «-». Интерактивная матрица проекта представлена в таблицах 10,11,12,13.

Таблица 10 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	0	+	-
	B2	+	0	+	-
	B3	+	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 6 выявлены корреляции сильных сторон и возможностей проекта: B1B2C1C3, B3C1C2C3.

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	V1	+	+	+
	V2	+	+	+
	V3	0	+	+

При анализе интерактивной таблицы 7 выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: V1V2Сл1Сл2Сл3, V3Сл2Сл3.

Таблица 12 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	+	+	+	-
	У2	+	+	0	-
	У3	+	+	0	-

При анализе интерактивной таблицы 8 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С2С3, У2У3С1С2.

Таблица 13 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	-	-
	У2	0	+	+
	У3	0	+	+

При анализе интерактивной таблицы 9 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1Сл1, У2У3Сл2Сл3.

Проект имеет высокую актуальность, показывает значительную эффективность в реальных условиях, что приведет к дальнейшему применению и сведению риска к минимуму. Значительной угрозой следует считать неверный подбор реагента, так как его исправление будет очень затратным.

4.4 Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект. Оценка по технологии QuaD приведена в таблице 14.

Таблица 14 - Оценочная карта QuaD

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значения
Показатели оценки качества разработки					
Мощность	0,2	70	100	0,7	0,14
Энергоэффективность	0,15	80	100	0,8	0,12
Простота эксплуатации	0,06	90	100	0,9	0,054
Безопасность	0,1	80	100	0,8	0,08
Ремонтопригодность	0,12	80	100	0,8	0,096
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
Конкурентоспособность	0,07	70	100	0,7	0,049
Цена	0,1	60	100	0,6	0,06
Срок эксплуатации	0,2	80	100	0,8	0,16
Итого:					0,759

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum V_i \cdot B_i \quad (9)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение P_{cp} позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя P_{cp} получилось от 80 до 100, то такая разработка считается перспективной. Если от 60 до 79 – то перспективность выше среднего. Если от 40 до 69 – то перспективность средняя. Если от 20 до 39 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая.

$$P_{cp} = 75,9$$

Данное значение лежит в интервале от 60 до 79, следовательно, перспективность разработки проекта модернизации – выше среднего.

4.5 Расчёт продолжительности выполнения работ

Планирование затрат на закачку химической композиции осуществляется согласно нормам времени на производство работ [22]. Нормы времени в свою очередь определяются подрядной организацией, исходя из своих технических и технологических возможностей, особенностей скважины, в которую производится закачка. Технологический процесс выравнивания профиля приёмистости нагнетательной скважины можно разбить на три основных этапа:

- подготовительный;
- выполнение работ по ВПП;
- заключительный.



Продолжительность работ определяется исходя из проекта на проведение работ по ВПП, в котором отражаются геолого-техническая характеристика участка, порядок проведения подготовительных работ, необходимое оборудование и специальная техника, подробное описание технологического процесса закачки. В таблице 15 представлены нормы времени на выполнение работ по обработке одной нагнетательной скважины.

Таблица 15 – Затраты времени выполнения технологических операций

№ п/п	Перечень работ	Продолжительность работ, часов	Состав бригады, чел.
Подготовительный этап			
1	Ознакомление с планом работ; подготовка инструмента перед выездом на куст, погрузка на автотранспорт инструмента.	0,2	4
2	Установить АЦН в рабочее положение, проложить шланг, открыть необходимые вентили и задвижки.	0,15	1
3	Заправка автоцистерн РВ-3П-1 на базе.	0,61	1
4	Закрыть все необходимые вентеля и задвижки, убрать шланг, закрыть люк емкости	0,1	1


5	Переезд с базы к объекту, для проведения работ, и обратно.	0,5	1
6	Расстановка спец. техники согласно схеме обвязки наземного оборудования.	0,5	3
8	Собрать технологическую линию от коллектора (водовода) до мобильной емкости; собрать нагнетательную линию по закачке раствора в трубное пространство обрабатываемой скважины; проложить линию от эжектора до ЦА-320 Открыть, закрыть необходимые задвижки. Настроить работу перемешивания путем запуска водовода, для чего через эжектор по технологической линии водоснабжения подать воду в емкость для смешивания. Опрессовать нагнетательную линию на 1,5 кратное ожидаемое рабочее давление. Составить акт опрессовки.	2,17	3
9	Определить начальную приёмистость скважины.	0,6	2
Выполнение работ по ВПП			
10	Закачка и продавка гелеобразующего состава в скважину.	48	4
Заключительный этап			
11	Демонтаж нагнетательной линии по закачке состава в обрабатываемую скважину; демонтаж технологической линии водоснабжения; убрать шланг от промежуточной ёмкости до ЦА-320; уложить весь инструмент в отведенное место.	1	2
13	Убрать рабочую зону после производства работ	0,3	2
14	Скважина закрывается на гелеоразование.	24	-
15	Определение приемистости скважины после ВПП.	0,6	2
16	По окончанию работ совместно с представителем ЦДНГ запустить скважину в работу.	0,5	1
ВСЕГО		79,3	4

Таблица 16 – Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

Этап работ	Дни			
	1	2	3	4
Подготовительный				
Выполнение работ по ВПП				

Заключительный					

 - Оператор ХОС 4-го и 5-го разряда

 - Машинист ЦА-320

 - Мастер ПНП

4.6 Расчёт сметной стоимости работ

Стоимость материалов указана в таблице 17 (техническая вода используется из системы ППД).

Таблица 17 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала	Норма расхода материала, ед. изм.	Цена за единицу, руб./ед. изм.	Стоимость материалов, руб.
РВ-ЗП-1 (товарная форма)	37,5 м ³	31 200 руб./м ³	1 170 000
Техническая вода	262,5 м ³	0	0
ИТОГО			1 170 000

При проведении работ по ВПП на кустовой площадке присутствуют операторы химической обработки скважин (ХОС), машинист ЦА-320 и ответственный за проведение работ мастер повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 11 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 12 %, районный коэффициент 1,7 к заработной плате и премии на территории Томской области севернее 60° северной широты, ежемесячная премия в размере 30 %,

дополнительные выплаты за вредные условия труда 4 %.

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ и включают в себя страховые взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке (таблица 18).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс 3 ОКВЭД с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа [23].

Таблица 18 – Расчет страховых взносов при проведении работ по ВПП

	Зарботная плата с учетом страховых взносов, руб.	ФСС (2,9%), руб.	ФОМС (5,1%), руб.	ПФР РФ (22%), руб.	Страхование от несчастных случаев, руб. (0,4%)	Всего взносов, руб.	Зарботная плата, руб.
Затраты	95058,2	2108,02	3707,2	15991,84	290,76	22098	72 960,2

Сумма амортизационных отчислений техники и оборудования определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Средний возраст техники, используемой для проведения работ по закачке, не должен превышать 10 лет. Рассчитывая амортизационные отчисления, определяем амортизационную группу для объекта из Постановления Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы". Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 19.

Таблица 19 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов, число шт.	Стоимость, руб.	Амортизационная группа	Годовая норма амортизации, %	Период работы агрегатов за одну операцию, ч	Сумма амортизации, руб./закачку
ЦА-320 1 шт.	5 215 000	2	39	51,35	11 920,9
Седельный тягач 1 шт.	4 900 000	4	16	0,5	44,76
АЦН-20 2 шт.	12 800 000	4	16	51,87	12 125,13
Кран-манипулятор 1 шт.	3 305 000	4	16	1,42	85,71
УАЗ-452 1 шт.	730 000	3	24	53,87	1 077,4
Резервуар горизонтальный 1 шт.	550 000	5	12	50	376,5
ИТОГО	27 500 000			209,01	25 630,4

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по ВПП, которая представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Материальные затраты	1 170 000
Затраты на оплату труда	72 960,2
Страховые взносы	17 009,14
Амортизационные отчисления	25 630,4
Итого основные расходы	1 285 599,74
НДС 20%	257 119,95
Итого с НДС	1 542 719,69

4.7 Определение экономической эффективности

Таблица 21 – Обоснование экономической эффективности проведения мероприятия

Цена одной тонны нефти, руб.	Затраты на проведение мероприятия, руб.	Средняя ожидаемая ДДН, тыс. т	Минимальная необходимая ДДН, тыс. т
15 000	1 542 719,69	1,4	0,10285

Общая сумма затрат на проведение одного мероприятия по выравниванию профиля приёмистости с объемом закачки реагента 300 м³ составляет 1 542 719,69 руб. Исходя из опыта применения реагента РВ-3П-1, ожидаемая средняя технологическая эффективность от ВПП составляет 1,4 тыс. т/скв. ДДН. Соответственно, ожидаемая прибыль составит 19,46 млн руб. при цене нефти 15 000 руб./т. Для того, чтобы обработка одной скважины окупилась, нужно добыть нефти на сумму более 1 542 719,69 руб., без учета налогов. При цене нефти 15 000 руб./т мероприятие останется прибыльным при дополнительной добыче нефти не менее 102,85 тонн, что заметно ниже показателей эффективности данного вида работ. Исходя из расчётов данного мероприятия, можно сказать о высокой технологической эффективности и экономической целесообразности применения потокоотклоняющих технологий с использованием композиции РВ-3П-1 с целью выравнивания профиля приёмистости и увеличения нефтеотдачи.

4.8 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (10)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп } i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{828426}{999594} = 0,829$$

Для 2-ого варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{876010}{999594} = 0,876$$

Для 3-ого варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{999594}{999594} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (11)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 22 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэф.	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Мощность	0,2	5	4	4
Энергоэффективность	0,2	4	5	3
Простота эксплуатации	0,1	5	4	4
Безопасность	0,2	5	4	4
Ремонтопригодность	0,1	4	4	4
Материалоёмкость	0,2	5	4	3
Итого:	1			

Исп.1 – исполнение 1

Исп.2 – исполнение 2

Исп.3 – исполнение 3

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p - \text{исп1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 = 4,7.$$

$$I_p - \text{исп2} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 3,9.$$

$$I_p - \text{исп3} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 = 3,6.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки (Исп_і) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп } 1} = \frac{I_{p-\text{исп } 1}}{I_{\text{финр}}}; I_{\text{исп } 2} = \frac{I_{p-\text{исп } 2}}{I_{\text{финр}}}; I_{\text{исп } 3} = \frac{I_{p-\text{исп } 3}}{I_{\text{финр}}}; \quad (12)$$

$$I_{\text{исп1}} = 4,7 / 0,829 = 5,67,$$

$$I_{\text{исп2}} = 3,9 / 0,876 = 4,45,$$

$$I_{\text{исп3}} = 3,6 / 1 = 3,6.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{сп } i}$)

$$\mathcal{E}_{\text{сп } i} = \frac{I_{\text{исп } i}}{I_{\text{исп } \min}} \quad (13)$$

$$\mathcal{E}_{\text{сп } 1} = 5,67 / 3,6 = 1,575,$$

$$\varepsilon_{\text{р}2} = 4,45 / 3,6 = 1,236,$$

$$\varepsilon_{\text{р}3} = 3,6 / 3,6 = 1.$$

Таблица 23 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,829	0,876	1,0
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7	3,9	3,6
3	Интегральный показатель эффективности	5,67	4,45	3,6
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,575	1,236	1,0

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

Таким образом, проект можно считать эффективным и конкурентоспособным.

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Реализация проекта позволяет получить большой экономический эффект за счет простоты использования, и как следствие, снижения затрат на её обслуживание.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Кудрявцеву Артему Максимовичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Влияние плотности сетки расположения скважин на коэффициент извлечения нефти при разработке месторождений.	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объектом исследования являются насосные станции по нагнетанию давления</p> <p>Область применения: в системах поддержания пластового давления путем закачки воды в пласт.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) 2. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя 3. ГОСТ 22269-76 Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места
2. Производственная безопасность: <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума и вибрации; 2. Неудовлетворительная освещенность; 3. Отклонение показателей микроклимата в помещении; <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Пожароопасность; 2. Поражение электрическим током; 3. Превышение допустимого давления.
3. Экологическая безопасность:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ воздействия объекта на атмосферу; 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу;

	3. Анализ воздействия объекта на литосферу.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	1. Перечень возможных ЧС при эксплуатации объекта; 2. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Кудрявцев Артем Максимович		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ВВЕДЕНИЕ

Метод поддержания пластового давления путем заводнения пластов является эффективным и недорогим средством увеличения нефтеотдачи, а за счет совместного применения технологий циклического заводнения, перемены направления фильтрационных потоков и оптимизации давления нагнетания становится еще более эффективным средством увеличения конечной нефтеотдачи. Основная часть месторождений России на сегодняшний день производит добычу нефти за счет заводнения.

Насосная станция представляют собой набор технологических и электротехнических блоков, монтируемых на месторождении под единой крышей. Целью данной главы является разработка правил для безопасного обеспечения операций, на месте работы оператора по закачке рабочего агента в пласт, являющимся блочной кустовая насосная станция. Обслуживание насосной станции, предназначенной для работы системы ППД по нагнетания воды в пласт, операторы поддержания пластового давления. Данная установка позволяет применить метод заводнения на месторождении, и имеет некоторые вредные и опасные факторы, например, повышенная вибрация и шум.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Федеральный государственный надзор за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, осуществляется федеральной инспекцией труда в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

На производственных объектах при проведении различных работ в качестве средств пожаротушения применяются: вода, углекислый газ, песок, порошок в соответствии с техническими требованиями и технико-экономическими обоснованиями.

«Межотраслевыми правилами по охране труда» установлено пять квалификационных групп по электробезопасности, каждая из которых

предусматривает соответствующий объем требований в отношении профессиональных знаний, стажа работы в электроустановках и практических навыков.

Важным источником информации и оповещения персонала и окружающих являются предупреждающие таблички («Высокое напряжение», «Опасная зона», «Не включать, работают люди», «Внимание! Пуск автоматический!»), которые вывешивают непосредственно у данных объектов.

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

Режим труда и отдыха персонала объектов устанавливается правилами внутреннего распорядка, разработанных в соответствии с Трудовым кодексом РФ и нормативными правовыми актами, утверждаемыми руководителем ЭО (Филиала ЭО), по согласованию с профсоюзным органом.

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

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

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

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

"Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.04.2021)

ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя

ГОСТ 22269-76 Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места

5.2 Производственная безопасность

Главной опасной характеристикой производства является работа значительного количества аппаратуры под высоким давлением порядка 25 МПа, что создает большую опасность для работников насосной станции при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Таблица 24 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Превышение уровней шума и вибрации;	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности [28]; ГОСТ 12.4.275-2014 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов слуха [29]; ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [30]; ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. [32]; ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [33]; ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты под давлением. [36]
Недостаточная освещенность;	+	+	+	
Отклонение показателей микроклимата в помещении;	+	+	+	
Пожароопасность	-	+	+	
Поражение электрическим током	-	+	+	
Превышение допустимого давления;	-	-	+	

5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов рабочей зоны.

Некоторые виды работ проводятся на открытом воздухе, поэтому они связаны с воздействием на работающих различными метеорологическими условиями (температура, влажность воздуха, ветра, естественные излучения). Неблагоприятные метеорологические условия могут явиться причиной несчастных случаев. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность, при низкой - уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Влияет на теплоотдачу организма и влажность воздуха: нормально при температуре 18 °С влажность должна находиться в пределах 35-70%. При меньшей относительной влажности воздух считается сухим, при большей - влажным. Как одно, так и другое, отрицательно сказывается на организме человека. Сухой воздух приводит к повышенному испарению, в связи с чем появляются ощущение сухости слизистых оболочек и кожи. Очень влажный воздух, наоборот, затрудняет испарение.

При работе на открытом воздухе правилами безопасности предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических факторов: снабжение рабочих спецодеждой и спецобувью, помещений для обогрева рабочих и т. д.

Для снижения негативного воздействия производственных факторов предусмотрены средства индивидуальной защиты и предохранительные приспособления.

Средства индивидуальной защиты необходимы для защиты рабочих от вредных и опасных веществ, от кровососущих насекомых.

К средствам индивидуальной защиты относятся: противоэнцефалитный костюм (от кровососущих насекомых), сапоги кирзовые, каска, подкасник, рукавицы, наушники, противощумные вкладыши (беруши), брезентовый плащ, комбинезон летний, штаны ватные, телогрейка, меховые рукавицы, мази или

спреи (в летнее время) для защиты от кровососущих насекомых согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. «Средства защиты работающих» [27].

Превышение уровня шума

В рабочем помещении, в котором расположены насосные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах, превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям, ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности.» [28] составляет 75 дБА.

Интенсивное шумовое воздействие на организм человека способствует развитию утомления, изменениям в сердечно-сосудистой системе и появлению шумовой патологии, среди многообразных проявлений которой ведущим является медленно прогрессирующее снижение слуха. В определенных условиях шум может влиять и на другие органы и системы организмы человека.

Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума согласно ГОСТ 12.4.275-2014 [29] могут быть: наушники, противошумные вкладыши, шлемы и каски перерывы на отдых от данного помещения.

Защита от шума при работе на ПК обеспечивается:

- установкой насосных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Превышения уровня вибрации

Насосные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. «Вибрационная безопасность. Общие требования» [30].

Вибрации вызывают в организме человека многочисленные реакции, которые являются причиной функциональных расстройств различных органов и систем организма.

Со временем, так как эти вибрации имеют постоянный характер, вибрации от работы насосов могут усилиться из-за износа оборудования, в

особенности элементы крепления. Для частичного устранения этих вибраций рекомендуется установить прокладки из резины, асбеста, резины между полом и самим насосом в качестве коллективной меры защиты.

Операторов по поддержанию пластового давления в обязательном порядке снабдить виброобувью и виброрукавицами [30].

Защита от вибрации обеспечивается:

- балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов;
- устройством виброгасящих опор и фундаментов.

К методам и средствам коллективной защиты согласно ГОСТ 12.4.275-2014 могут быть применены в данном случае звукоизолирующие кожухи, кабины, выгородки, а также рациональное размещение рабочих органов и рабочих мест [29].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Нормы освещенности $E_{экс}$ и равномерности освещенности U_0 в зоне зрительной работы независимо от плоскости нормирования (горизонтальной, вертикальной или наклонной), коэффициента пульсации освещенности $K_{п}$ общего индекса цветопередачи R_a для различных помещений насосной станции и видов зрительной работы приведены в таблице 2 [32].

Таблица 25 – Нормы освещенности для помещений насосной станции

Наименование помещения	$E_{экс}$, лк	U_0 , не менее	R_a , не менее	$K_{п}$, % не более
Пути движения и коридоры	100	0,40	40	-
Лестницы	100		40	
Рабочая зона насоса	150		60	10

Недостаточность освещения приводит к напряжению зрения, ослабляет внимание, приводит к наступлению преждевременной утомленности. Чрезмерно яркое освещение вызывает ослепление, раздражение и резь в глазах.

Неправильное направление света на рабочем месте может создавать резкие тени, блики, дезориентировать работающего. Все эти причины могут привести к несчастному случаю или профзаболеваниям

Коэффициент пульсации освещенности Кп в помещениях, где возможно возникновение стробоскопического эффекта и есть опасность прикосновения к вращающимся или вибрирующим объектам, - не более 10%.

Отклонение показателей микроклимата в помещении.

В помещениях насосных станций следует обеспечивать оптимальные или допустимые параметры микроклимата в рабочей зоне.

При разных метеорологических условиях в организме человека происходят изменения ряда функций систем и органов, принимающих участие в терморегуляции — в системе кровообращения, нервной и потогонительной системах. При длительном пребывании в неблагоприятных микроклиматических условиях, с постоянным напряжением терморегуляции, возможны стойкие изменения физиологических функций организма — нарушение деятельности сердечно-сосудистой системы, угнетение центральной нервной системы, нарушение водно-солевого обмена.

Требуемые параметры микроклимата: оптимальные, допустимые или их сочетания следует устанавливать в зависимости от вида помещения станции и периода года с учетом требований соответствующих нормативных документов (таблица 26) [33].

Таблица 26 – Оптимальные величины показателей микроклимата на насосной станции [33]

Период года	Наименование помещения	Температура воздуха, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая

Холодный	Насосная станция	18-20	15-24 (17-23)	40-60	75	0,2	0,3
Теплый		21-23	17-29 (18-27)	40-60	65	0,3	0,2-0,4

Качество воздуха на рабочем месте в насосной станции обеспечивается согласно действующим нормативно-техническим документам необходимым уровнем вентиляции, обеспечивающим допустимые значения содержания углекислого газа в помещении (таблица 27) [33].

Таблица 27 – Допустимые значения содержания углекислого газа на насосной станции

Класс	Качество воздуха в помещении		Допустимое содержание CO ₂ , см ³ /м ³
	Оптимальное	Допустимое	
1	Высокое		400
2	Среднее		400-600
3		Допустимое	600-1000
4		Низкий	1000 и более

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте

Пожароопасность

Для обнаружения пожара в рабочих помещениях предусмотрена общестанционная система пожаротушения, выполняющая две основные функции:

- Контроль и сигнал о возникновении пожара в зданиях, отсеках и блоках;
- Управление в ручном и автоматическом режимах выпуском газа из баллонов «Хладон».

В состав системы входят: электроаппаратура, датчики, сирены, кабельное хозяйство, баллоны с газом.

Для тушения небольших очагов пожара на станции предусмотрены ручные огнетушители ОП-8(б).

Нагазоперекачивающих агрегатах предусмотрена автоматическая система пожаротушения «Хладон 227».[34]

Территория насосной установки должна регулярно очищаться от сухой травы и листьев. Скошенная трава и листья должны вывозиться с территории предприятия. Сушка скошенной травы и хранение ее на территории КС или в охранной зоне категорически воспрещается.

Работа технологического оборудования в производственных помещениях категорий А, Б, и В при наличии неисправностей в устройствах системы вентиляции запрещается.

Все металлические воздуховоды, трубопроводы, фильтры и другое оборудование вытяжных установок в производственных помещениях категорий А, Б и В должны заземляться.

Все средства автоматического контроля, защиты, управления и регулирования должны содержаться в исправном состоянии и проверяться на безотказность действия в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих средств. Обнаруженные при этом неисправности должны немедленно устраняться.

Поражение электрическим током

Устройство и эксплуатация электроустановок должны осуществляться в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок, межотраслевых правил охраны труда при эксплуатации электроустановок потребителей, правил эксплуатации электроустановок потребителей. Устройство и техническое обслуживание временных и постоянных электрических сетей на производственной территории следует осуществлять

силами электротехнического персонала, имеющего соответствующую квалификационную группу по электробезопасности.

Разводка временных электросетей напряжением до 1000 В, используемых при электроснабжении объектов строительства, должна быть выполнена изолированными проводами или кабелями на опорах или конструкциях, рассчитанных на механическую прочность при прокладке по ним проводов и кабелей, на высоте над уровнем земли, настила не менее, м: - 3,5 - над проходами; - 6,0 - над проездами; - 2,5 - над рабочими местами.

Светильники общего освещения напряжением 127 и 220 В должны устанавливаться на высоте не менее 2,5 м от уровня земли, пола, настила. При высоте подвески менее 2,5 м необходимо применять светильники специальной конструкции или использовать напряжение не выше 42 В.

Корпуса понижающих трансформаторов и их вторичные обмотки должны быть заземлены. Применять стационарные светильники в качестве ручных запрещается.

Выключатели, рубильники и другие коммутационные электрические аппараты должны быть в защищенном исполнении в соответствии с требованиями государственных стандартов.

Все электропусковые устройства должны быть размещены так, чтобы исключалась возможность пуска машин, механизмов и оборудования посторонними лицами. Запрещается включение нескольких токоприемников одним пусковым устройством. Распределительные щиты и рубильники должны иметь запирающие устройства. Штепсельные розетки на номинальные токи до 20 А, расположенные вне помещений, а также аналогичные штепсельные розетки, расположенные внутри помещений, но предназначенные для питания переносного электрооборудования и ручного инструмента, применяемого вне помещений, должны быть защищены устройствами защитного отключения (УЗО) с током срабатывания не более 30 мА либо каждая розетка должна быть

запитана от индивидуального разделительного трансформатора с напряжением вторичной обмотки не более 42 В.

Мероприятия по защите от статического электричества в соответствии с «Временными правилами защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности. РД 39-22-113-78» должны осуществляться во всех взрыво и пожароопасных производственных помещениях и наружных установках классов В-1, В-П, П-П, категории А, Б, В, и Е.

Опасность действия статического электричества должна устраняться тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращающая накопление энергии заряда выше уровня 0,4 А в мин или создаются условия, исключающие возможность образования взрывоопасной концентрации (например, вытеснение горючей смеси инертным газом)

Для защиты от накопления и проявления зарядов статического электричества на оборудовании, на теле человека и на перекачиваемых веществах должны предусматриваться, с учетом особенностей производства, следующие меры, обеспечивающие стекание возникающих зарядов:

а) отвод зарядов путем заземления корпусов оборудования и коммуникаций, а также обеспечения постоянного электрического контакта нефтепродуктов и тела человека с заземлением;

б) отвод зарядов путем уменьшения удельных, объемных и поверхностных электрических сопротивлений;

в) нейтрализация зарядов путем использования радиоизотопных, индукционных и других нейтрализаторов. [35]

Превышение допустимого давления

Для управления работой и обеспечения безопасных условий эксплуатации аппараты под давлением на насосной станции в зависимости от их назначения снабжаются: специальной запорной или запорно-регулирующей арматурой; приборами для измерения давления; приборами для измерения

температуры; предохранительными устройствами; указателями уровня жидкости.

Каждый насос на станции должен быть снабжен предохранительными устройствами от повышения давления выше допустимого. В качестве таких устройств применяются следующие конструкции предохранителей: пружинные; рычажно-грузовые; импульсные.

Аппараты под давлением, в частности насосные установки, на которые распространяется действие правил Ростехнадзора, должны подвергаться техническому освидетельствованию после монтажа, до пуска в работу, периодически в процессе эксплуатации и в необходимых случаях — внеочередному освидетельствованию. Объем, методы и периодичность технических освидетельствований определяются изготовителем и указаны в инструкциях по монтажу и эксплуатации [136]

В случае отсутствия таких указаний освидетельствование необходимо проводить согласно упомянутым правилам.

В соответствии с требованиями аппарат, работающий под давлением, должен быть остановлен при появлении признаков аварийной ситуации:

- повышение давления выше разрешенного, несмотря на меры, принятые персоналом;
- при выявлении неисправности предохранительных клапанов;
- при обнаружении в сосуде и его элементах неплотностей, выпучин, разрыва прокладок;
- при неисправности манометра;
- при возникновении пожара, непосредственно угрожающего сосуду, находящемуся под давлением, и в некоторых других случаях.

5.2.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и

ведении которого находится оборудование ТГВ. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия наработающих опасных производственных факторов на рабочем месте.

Технологический процесс на насосных станциях месторождения должен вестись в соответствии с разделом настоящего «Регламента...» «Нормы технологического режима», соблюдая требования правил, положений и инструкций по охране труда и технике безопасности.

Основное и вспомогательное оборудование насосных станций должно эксплуатироваться согласно требованиям соответствующей нормативно – технической документации.

Оборудование и системы насосных станций должны подвергаться техническому освидетельствованию, осмотрам, проверкам, необходимым испытаниям в порядке, установленном соответствующими Правилами и Инструкциями, данные о которых должны оформляться актом или вноситься в эксплуатационную документацию.

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ТГВ. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия на работающих опасных производственных факторов на рабочем месте.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций. Ответственный руководитель и производитель работ

(наблюдающий) перед допуском к работе должны выяснить у допускающего, какие меры безопасности приняты при подготовке рабочего места, и совместно с допускающим проверить подготовку рабочего места личным осмотром в пределах рабочего места.

Допуск к работе по нарядам и распоряжениям после подготовки рабочего места должен проводиться непосредственно на рабочем месте. При этом допускающий должен:

- проверить соответствие состава бригады указаниям наряда (распоряжения) – по именованным удостоверениям;
- доказать бригаде, что напряжение отсутствует, показом установленных заземлений или проверкой отсутствия напряжения, если заземления не видны с рабочего места (в эл.установках 35 кВ и ниже – последующим прикосновением рукой к токоведущим частям). [37]

5.3 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

Мероприятия по охране атмосферы - поддержание герметичности системы ППД; установление контроля за воздушной средой на основных объектах БКНС для определения опасной концентрации газов в соответствии с ГН 2.2.5.3532-18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» [38].

Насосная установка в период работы на нормальном режиме воздействия на атмосферу не производит так как работает на электричестве (отсутствуют выхлопные газы), перекачивает только очищенную (подготовленную) воду.

Защита гидросферы

Мероприятия по охране водных ресурсов проводятся по требованиям ГОСТ 17.1.3.13-86 «Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения» - обеспечение полной утилизации промышленной сточной воды; сброс промывочных стоков с площадок ДКС, и других объектов в коллектор или

в специальные ёмкости; регулярную проверку состояния обваловок вокруг эксплуатационных и нагнетательных скважин; предотвращение утечки через неплотные соединения в водяных линиях, применение замкнутой системы водоснабжения при бурении; осуществление сбора эмульсий при освоении и капитальном ремонте скважин в коллектор или закрытую ёмкость; строительство кустовых площадок и шламовых амбаров [39].

Защита литосферы

В процессе эксплуатации установки образуются твердые отходы, образуемые при эксплуатации насосного оборудования станции.

Твердые отходы образуются в результате ремонта и обслуживания оборудования, содержания санитарно-бытовых помещений. Жидкими отходами производства являются отработанное масло с насосов. Откачка масла из агрегатных маслобаков производится в дренажную емкость Е-9. Для слива небольшого количества с лубрикаторной системы предусмотрена дренажная емкость Е-8 для каждого ПК. Характеристика твердых и жидких отходов приведена в таблице 28.

Таблица 28 - Твердые отходы

Наименование	Потребность на год	Периодичность замены	Единовременная загрузка
Ветошь	12кг	При техобслуживании	-
Пленка полиэтиленовая	50м2	При техобслуживании	-

Источниками загрязнения почвы и почвенных вод являются компоненты нефти, всевозможные промышленные отбросы и продукты прорывов трубопроводов.

Основным типом сооружаемых амбаров являются односекционные дренажные ямы, их объем зависит от глубины и количества скважин в кусте.

Порядок ликвидации амбаров:

1. Откачка чистой воды,
2. Засыпка амбара грунтом,
3. Ликвидация обваловки вокруг амбара,

4. Зачистка замазученности с территории площадки,
5. Отсыпка грунтом нарушенного слоя почв,
6. Уборка завалов и мусора.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Существуют следующие чрезвычайные ситуации (ЧС):

- природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы; сильные морозы (ниже -50°C); метели и снежные заносы.
- техногенного характера: открытое газонефтеводопроявление (фонтан); разгерметизация трубопроводов; пожары, взрывы; разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ); отключение электроэнергии.

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В процессе выполнения технологических работ на кустовой площадке месторождения возможны следующие аварийные ситуации:

- открытое фонтанирование из скважин;
- порывы газосборной сети.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность большое количество газа и пластовой воды

В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы рек и озёр и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии.

При разливе газового конденсата в окружающую природную среду принимаются меры для быстрого устранения аварии.

Количество коррозионных отказов трубопроводов связано с факторами, усиливающими коррозию: обводненность, возрастающая в течение всего периода разработки месторождения, минерализация пластовых вод, присутствие механических примесей. [40]

Выбор наиболее типичной чрезвычайной ситуации на насосной станции

Наиболее типичной чрезвычайной ситуацией в работе насосной установки может оказаться ситуация с возгоранием установки, задымлением насосной станции в связи с чем в следующих пунктах описаны превентивные мероприятия, направленные на предотвращение данной ситуации на производстве, а также мероприятия во время непосредственного действия ЧС.

Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;

Организационно-технические мероприятия предусматривают создание системы непрерывного мониторинга состояния опасных производственных объектов окружающей среды, выявления возможных источников чрезвычайных ситуаций, а также выполнения мероприятий, которые направлены на предупреждение возникновения аварий на этих объектах.

В целях предупреждения возникновения аварий и чрезвычайных ситуаций, снижения их возможных последствий на основных объектах выполняются работы по капитальному ремонту нефтепромысловых объектов.

В целях пожароопасной ситуации в структурных подразделениях и на их объектах проводятся (в частности на насосной станции)

- Мониторинг баланса объёмов перекачиваемой нефти по трубопроводу с проведением анализа состояния баланса (каждые два часа)
- Мониторинг давления в трубопроводе с использованием телеметрического контроля
- Воздушное и наземное патрулирование трассы трубопровода согласно графикам обходов и облётов трубопроводов

Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий

Порядок действия персонала в случае возникновения ЧС следующий:

1. остановка и обесточивание насосной установки
2. эвакуация людей, укрытие в защитных сооружениях
3. применение средств индивидуальной защиты
4. оповещение служб ликвидации ЧС и ремонта.

ВЫВОДЫ

В ходе проделанной работы были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние персонала. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном производстве, будет помогать избегать влияния вредных и опасных факторов на жизнь людей и природу.

Оборудование и системы насосных станций должны подвергаться техническому освидетельствованию, осмотрам, проверкам, необходимым испытаниям в порядке, установленном соответствующими Правилами и Инструкциями, данные о которых должны оформляться актом или вноситься в эксплуатационную документацию.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены геологические условия влияющие на выбор плотности сетки скважин, виды заводнения. С помощью оптимизации сетки скважин можно увеличить коэффициент охвата пласта заводнением, соответственно, коэффициент нефтеотдачи.

В настоящее время в России идет процесс внедрения передовых компьютерных технологий в практику проектирования и управления разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений. Наиболее прогрессивным представляется применение для построения ПДГТМ программных продуктов, позволяющих оперировать с геологической и технологической информацией во всем ее объеме (3D) и с учетом изменений во времени (4D).

С использованием адаптационных геолого-промысловых моделей может быть решен вопрос оптимизации плотности сетки скважин. Ввиду того, что АГПМ учитывают до двадцати восьми геолого-физических параметров, а плотность сетки скважин при этом учитывается в реальных пределах для данной характерной группы объектов, прогнозная нефтеотдача при выбранной плотности сетки скважин оценивается с минимальной погрешностью.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Плотность сетки скважин: [Электронный ресурс] // ООО «Газпром проектирование. URL: <https://proektirovanie.gazprom.ru/about/subsidiaries/73/>.
2. Дополнение к технологической схеме разработки Западно-Малобалыкского месторождения
3. Юрьев, А. В. Определение коэффициента вытеснения нефти водой на образцах полноразмерного керна/ А. В. Юрьев, В. Е. Шулев // Arctic environmental research. – 2015. – № 2. – С. 28-34.
4. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / Пулькина Н.Э., Зимина С.В.; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 203 с.
5. Юдин, Е. В. Оценка коэффициента охвата сеткой с использованием данных эксплуатации скважин/ А. А. Лубнин, А. П. Рощектаев // Территория нефтегаз. – 2011. – № 4. – С. 40-45.
6. Интенсификация разработки и повышение нефтеотдачи пластов: [Электронный ресурс] // Электронный учебно-методический комплекс УГНТУ URL: <https://ipkoil.ru/demo/Intensification-of-development-and-enhanced-oil-recovery/tutorial/section1/part1.html>.
7. Заводнение пластов: [Электронный ресурс] // Добыча нефти и газа URL: <http://oiloot.ru/80-dobycha-i-promyslovaya-podgotovka-nefti/421->.
8. Закиров С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефтеотдача». – М.: «Грааль», 2012. – 314 с.
9. Майер В.П. Усовершенствованная гидродинамическая модель трехфазной фильтрации в пористой среде // В кн.: Нефть Сургута: Тр. ТФ «СургутНИПИнефть». – М., 1997.
10. Гарифуллина, Д. Н. Выбор и обоснование оптимальной плотности сетки эксплуатационных скважин и системы разработки месторождения/ М. Ю. Назарько// Академический журнал Западной Сибири. – 2015. – № 3. – С. 91-95.

11. Мырзагалина, А. Экономическая оценка изменения нефтеотдачи в зависимости от плотности сетки скважин // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2014. – № 12-3. – С. 106-108.
12. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учеб.-метод. пособие / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177 с.
13. РД 153-39.0-110-01 «Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газовых месторождений», 2002 г.
14. Нургалиев, А. А. Анализ влияния плотности сетки скважин на нефтеизвлечение и развитие систем заводнения в карбонатных коллекторах мелких месторождений республики Татарстан/ Л. Т. Хабибуллин//Интерэкспо гео-сибирь. – 2016. – № 3. – С. 234-238.
15. Токарев, М. А. Повышение эффективности выработки объектов с высоковязкой нефтью при оптимизации гидродинамического воздействия на пласт/ Д. Ф. Ситдикатова, А. С. Чинаров// Электронный научный журнал нефтегазовое дело. – 2006. – № 1. – С. 23-30.
16. Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – С. 166.
17. Эпов, И. Н. Потокоотклоняющие технологии как метод увеличения нефтеотдачи в России и за рубежом / О. П. Зотова// Фундаментальные исследования. – 2016. – № 12-4. – С. 806-810.
18. Алтунина, Л. К. Нефтевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей/ В. А. Кувшинов, Л. А. Стасьева, И. В. Кувшинов, В. В. Козлов // Георесурсы. – 2016. – № 4. – С. 281-288.
19. Трехмерное геологическое моделирование при разработке нефтяных и газовых месторождений: учеб.-метод. пособие / И.С. Путилов. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2011. – 72 с

20. Хабибрахманов А. Г. Исследование эффективности опытно-промышленных работ по уплотнению сетки скважин на башкирских отложениях Соколкинского месторождения с использованием геолого-технологической модели/ И. Н. Хакимзянов, Р. И. Шешдиров // Георесурсы. - 2017. - Т.19. - № 3. - Ч. 2. - С. 292-300.
21. Моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / В. С. Соколов. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. — 146 с.
22. РД 153-39.0-104-01 «Методика расчета норм расхода подготовленной нефти при выравнивании профиля приемистости нагнетательных скважин».
23. Приказ Минтруда России от 30.12.2016 N 851н "Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска" (Зарегистрировано в Минюсте России 18.01.2017 N 45279).
24. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.04.2021)
25. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя
26. ГОСТ 22269-76 Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места
27. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. «Средства защиты работающих»
28. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
29. ГОСТ 12.4.275-2014 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов слуха
30. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
31. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
32. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий
33. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
34. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
35. ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

36. ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты под давлением.
37. Технологический регламент на эксплуатацию установки «Насосная станция» на месторождении.
38. ГН 2.2.5.3532-18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»
39. ГОСТ 17.1.3.13-86 «Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения»
40. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.

Приложение А

Таблица 19 – Расчет заработной платы

Должность	Количество человек	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Надбавка завахтовый метод	Районный коэффициент	Ежемесячная премия	Вредные условия труда	Страховые взносы	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Оператор ХОС 4 разряда	2	109,1	55,2	1,12	1,7	1,3	1,04	1,304	18 610,3
Оператор ХОС 5 разряда	2	115,2	53,87						19 170,9
Машинист ЦА-320	2	97	49,6						14 864,3
Мастер ПНП	2	133,3	49,3						20 314,8
ИТОГО	8	454,5	208						72 960,2

