

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
ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НА СТАДИИ ПАДЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.6:004.9

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Селиванов Никита Алексеевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Селиванов Никита Алексеевич

Тема работы:

Оптимизация технологических показателей на стадии падения добычи нефти в процессе разработки нефтяных месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Геолого-технологические проблемы оптимизации темпа разработки нефтяных месторождений. Обзор современных подходов к решению задачи по оптимизации темпа разработки нефтяных месторождений. Современный подход к мониторингу и управлению технологическими процессами. Оценка эффективности проведенных работ по изменению сетки скважин. Техническое перевооружение нефтепромыслового оборудования. Анализ методов интенсификации притока на стадии падения добычи нефти.

	Анализ внедрения интегрированных систем технологических процессов.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.и.н. Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Характеристика технологических процессов при разработке нефтяных месторождений на стадии падения добычи нефти	
Анализ технологических процессов разработки месторождений на стадии падения добычи нефти	
Комплексный подход по оптимизации технологических процессов добычи нефти	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель / консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Селиванов Никита Алексеевич		31.03.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ППД** – поддержание пластового давления;
- КИН** – коэффициент извлечения нефти;
- ГТМ** – геолого-технические мероприятия;
- ГРП** – гидравлический разрыв пласта;
- ОПЗ** – обработка призабойной зоны;
- ОРЭ** – одновременно-раздельная эксплуатация;
- ЗБС** – зарезка боковых стволов;
- ГНО** – глубинное насосное оборудование;
- РИР** – ремонтно-изоляционные работы;
- ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;
- ПРС** – подземный ремонт скважин;
- ГИС** – геофизическое исследование скважин;
- ВНК** – водонефтяной контакт;
- ГДИС** – гидродинамическое исследование пласта;
- ПГИ** – промыслово-геофизические исследования;
- СИИС** – стационарная информационно-измерительная система;
- УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;
- ФСД** – фильтр скважинный дисковый;
- МУН** – методы увеличения нефтеотдачи;
- КОПЗ** – комплексная обработка призабойной зоны;
- СКО** – соляно-кислотная обработка;
- ГКО** – глинокислотная обработка;
- ПАВ** – поверхностно-активные вещества;
- НПАВ** – неионогенные поверхностно-активные вещества;
- ПОТ** – потокоотклоняющие технологии;
- ИМ** – интегрированное моделирование;
- ОРЭ** – одновременно раздельная эксплуатация.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 94 страницы, в том числе 18 рисунков, 14 таблиц. Список литературы включает 39 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: темп разработки; оптимизация работы скважин; геолого-технические мероприятия; контроль и регулирование, оптимизация технологических процессов.

Объектом исследования являются технологические процессы на стадии падения добычи нефти.

Цель исследования – анализ эффективности технологических процессов при разработке нефтяных месторождений на стадии падения добычи нефти.

В процессе исследования были разобраны геолого-технологические проблемы разработки месторождений на стадии падения добычи нефти. Произведен обзор современных методов к решению задач по оптимизации процессов добычи, такие как: уплотнение сетки скважин, интенсификация притока методом зарезки боковых стволов; использование потокоотклоняющих технологий, мониторинг и регулирование процессов добычи нефти с использованием современных технологий, в том числе использование интегрированного моделирования технологических процессов. Для каждого процесса описан механизм и условия применимости.

В результате исследования выявлен положительный эффект от проведения оптимизационных мероприятий, а также описан комплексный подход к оптимизации процессов добычи.

Область применения: нефтяные месторождения на стадии падения добычи нефти.

Потенциальная экономическая эффективность описанных в работе технологических процессов связана с дополнительной добычей нефти.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА СТАДИИ ПАДЕНИЯ ДОБЫЧ НЕФТИ.....	9
1.1 Геолого-технологические проблемы оптимизации темпа разработки нефтяных месторождений	10
1.2 Обзор современных подходов к решению задачи по оптимизации темпа разработки нефтяных месторождений	16
1.3 Современный подход к мониторингу и управлению технологическими процессами	24
2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА СТАДИИ ПАДЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ	37
2.1 Оценка эффективности проведенных работ по изменению сетки скважин .	37
2.2 Техническое перевооружение нефтепромыслового оборудования.....	41
2.3 Анализ методов интенсификации притока на стадии падения добычи нефти	45
2.4 Анализ внедрения интегрированных систем технологических процессов...	55
3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПО ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ.....	64
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	69
4.1 Расчет экономической эффективности	69
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	77
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	77
5.2 Производственная безопасность	78
5.3 Экологическая безопасность	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	88
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	90
Приложение А	94

ВВЕДЕНИЕ

Современное состояние разрабатываемых нефтяных месторождений характеризуется поздней стадией разработки, в которой достигается обширное обводнение зон продуктивных пластов, проблемы не вовлеченных в разработку участков продуктивных пластов, нарастающим вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов. Эта тенденция развивается и с каждым годом приводит к все более осязаемому снижению добычи в основных добывающих регионах страны.

Основная проблема эксплуатации нефтяных месторождений заключается в не оптимально подобранных технологических процессах, которые не соответствуют геологическим особенностям строения неоднородных продуктивных пластов. В результате чего происходит опережающая выработка запасов нефти, сосредоточенных в высокопроницаемых и высокопродуктивных коллекторах, формирование остаточных запасов в низкопроницаемых зонах коллекторов, быстрый рост обводненности и снижение темпов отбора нефти.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ эффективности технологических процессов при разработке нефтяных месторождений на стадии падения добычи нефти.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Определить геолого-технологические проблемы по оптимизации темпа разработки нефтяных месторождений;
2. Проанализировать современные подходы к решению задач по оптимизации темпа разработки;
3. Обосновать применение современных подходов к мониторингу и управлению технологическими процессами.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА СТАДИИ ПАДЕНИЯ ДОБЫЧ НЕФТИ

Процесс регулирования разработки нефтяных месторождений на поздней стадии возможен только при наличии всех необходимых характеристик пласта в межскважинных интервалах и взаимодействии скважин.

Решение задач по интерференции скважин были заложены в работах таких профессоров как Пыхчев Г.Б, Щелкачев В.Н.

Проблемы выбора оптимального количества добывающих и нагнетательных скважин рассматривались в работах таких ученых как О.А. Корниенко, Э.А. Вольгемут. Вопросы обоснования пикового уровня добычи рассматривали такие авторы, как: Д.А. Мирзоев, П.П. Никитин. В работах данных ученых количество скважин рассматривается вне их взаимосвязи с темпом их ввода, что не позволяет принимать это во внимание при оценке эффективности освоения месторождения, фактор пикового уровня добычи, который является достаточно важным для построения системы разработки больших проектов.

А.Г. Пономарев и Ю.П. Борисов изучали зонально-неоднородные пласты и определили, что в условиях месторождений нефти повышенной вязкости лучшие показатели заводнения, по величине отбора и охвату пласта, могут быть достигнуты при размещении добывающих скважин в зонах пласта с лучшими коллекторскими свойствами, а размещение нагнетательных скважин - в зонах плохопроницаемых пластов.

Множество авторов проводили исследования, связанные с оптимизацией системы разработки, и основывались на идее равномерных сеток скважин. Такой подход был вполне оправдан и обусловлен тем, что неоднородность пластов изучена недостаточно. Напротив, когда геологические особенности строения нефтяной залежи уже хорошо изучены, появляется возможность оптимальной трансформации системы заводнения. Именно здесь возникает основная

проблема, связанная с недостаточным учетом влияния факторов неоднородностей пластов на процессы добычи нефти.

Влияние на критерий эффективности проекта, взаимосвязей между технологическими решениями на отдельных этапах его разработки и на этапах выбора технологии добычи нефти и системы обустройства месторождений.

1.1 Геолого-технологические проблемы оптимизации темпа разработки нефтяных месторождений

При проектировании месторождений необходимо учитывать все существенные параметры нефтяных пластов и действующие факторы и из возможных вариантов разработки выбирать наиболее рациональный.

По мере извлечения нефти из нефтеносных пластов возникают осложнения в стволах добывающих скважин, такие как потеря герметичности обсадных колонн, возникновение водопритоков. В нефтеносном пласте и в зоне перфорации происходит ухудшение фильтрационно-емкостных свойств и появление механических примесей в призабойных зонах. Кроме того, по мере опустошения нефтеносных пластов, уменьшается пластовое давление, что ведет к снижению дебитов и приводит к переходу с фонтанного способа добычи нефти на механизированный метод.

Энергия пласта проявляется в процессе снижения давления в создании депрессии. Изменения в разнице пластового и забойного давления. Наличие депрессии обуславливает фильтрацию жидкостей к забоям продвигающихся скважин. Пластовая энергия также зависит от упругости, объема флюидов и пласта, количества растворенного газа в нефти, данная энергия расходуется на преодоление капиллярных, гравитационных сил и сил вязкости.

Для достижения проектных показателей разработки, требуется устанавливать оптимальный диапазон изменения депрессии, при которой не будет происходить разрушение пласта коллектора и других осложнений, в том числе в ПЗП.

Скин-фактор, вносит свой вклад в процесс оптимизации разработки месторождения. Он представляет собой комплексный параметр, отражающий

все виды механизмов и факторов, которые влияют на ухудшение проницаемости и пористости околоскважинного пространства продуктивного пласта, и является очередной проблемой снижения притока нефти в скважину. Природой его возникновения служит кольматирование буровым раствором призабойной зоны пласта, несовершенство вскрытия пласта по степени и характеру, гидравлический разрыв пласта, разгазирование, турбулентное течение и т.д. Для оптимизации разработки требуется проводить определенные мероприятия по его уменьшению.

При разработке нефтяных месторождений снижение давлений в пластах и на забое добывающих скважин приводит к изменению условий фильтрации нефти из деформированных пластов. К примеру, для месторождений с высоким показателем газонасыщенности нефти, с высоким газовым фактором, встает вопрос о влиянии дегазации нефти на коэффициент продуктивности в процессе разработке. Так, при снижении забойного давления ниже давления насыщения нефти газом, коэффициент продуктивности претерпевает значительное снижение. Следовательно, одной из проблем является регулирование забойного давления в процессе разработки месторождений углеводородного сырья.

Параметрами управления разработкой также являются режимы работы скважин, время ввода и способы их эксплуатации. Изменение параметров скважин приводит к перераспределению давлений и потоков в залежи, поэтому при расчетах должно учитываться взаимовлияние (интерференция) скважин.

Другой проблемой встает вопрос обводненности скважин. Так как нефтяные пласты по своим свойствам неоднородны, а потенциальные возможности скважин отличаются друг от друга, то, на поздней стадии эксплуатации месторождений, скважины обводнены в различной степени.

Следовательно, эксплуатировать скважины с максимальной производительностью не целесообразно, так как это вероятно приведет к снижению темпов роста добычи нефти, и существенному увеличению количества добываемой воды и, следовательно, обводненности продукции.

В дополнении к падению пластового давления, влияние оказывает воздействие депрессии на пласт, при которой поровые каналы и трещины подвергаются более интенсивному сжатию и увеличивают остаточную водонасыщенность.

Такие особенности технологического процесса добычи нефти, как отсутствие данных о ряде параметров пласта, неоднозначность и нелинейность зависимостей между параметрами, неоднородность пласта из-за наличия участков с различными фильтрационными свойствами, недостаток информации о динамических характеристиках объектов, существенно усложняют постановку задачи оптимизации [1].

Для получения оптимального режима необходимо вести непрерывный контроль дебитов и обводненности скважинной продукции. С учетом изменения этих характеристик требуется производить перерасчет и реализовать необходимые управляющие воздействия в процессе разработки месторождения.

За последние 10-15 лет степень выработанности запасов значительно увеличилась, также значительно усугубилось состояние техники, а именно её износ. Месторождения, которые были открыты в 80-90е года, такие как Самотлорское нефтяное месторождение, Ромашкинское нефтяное месторождение, значительно исчерпали свои запасы из-за несовершенства технологических мероприятий, проводимых при разработке, в основном из-за недостаточного количества достоверных данных. Разработка велась по технологиям, которые не позволяли охватить все нефтенасыщенные пропластки. В связи с этим происходила неравномерная выкачка углеводородных запасов, что способствовало нарушению условий, при которых реализовывался, установленный проектом разработке требуемый коэффициент нефтеотдачи.

С выработкой запасов углеводородного сырья на преобладающем количестве месторождений все чаще стали сталкиваться со следующим перечнем проблем:

1) Замедление темпов прироста новых запасов из-за неоправданных ранее больших объемов эксплуатационного бурения и малого объема разведочного бурения.

2) Поздняя стадия разработки крупнейших месторождений и необходимость в новых технологиях для полной выработки углеводородов.

3) Необходимость повышения степени извлечения нефти на основе геологического, гидродинамического и геофизического изучения. Увеличение показателя нефтеотдачи пласта обеспечивается стимулированием притока к скважинам, за счет увеличением площадей дренирования с помощью гидроразрыва пласта или горизонтального заканчивания стволов скважин, использованием физико-химических методов воздействия на продуктивную толщу.

4) Необходимость проведения дополнительных исследований на всем процессе разработке месторождений для получения недостающей нефтепромысловой информации и контроля процесса бурения.

5) Производить обобщение опыта разработки сложнопостроенных месторождений и создать системы комплексной разработки месторождений.

Из этого следует, что на данный момент основной задачей является обеспечение оптимального темпа снижения добычи, что требует выполнения следующих аспектов:

- Постоянного проведения работ по оптимизации разработки;
- Непрерывного контроля над состоянием разработки нефтяных месторождений.

Так на месторождении Каракудук, республики Казахстан, в связи с ростом обводненности и переходом месторождения в стадию падения добычи было принято решение по оптимизации с проведением опытно-промышленных работ. Основной задачей по оптимизации была трансформация сетки скважин. Работа включала в себя перевод наиболее обводненных эксплуатационных скважин в нагнетательные, а также бурение новых скважин в местах с высокими остаточными запасами углеводородов. После определенных технологических

преобразований был получен дополнительный прирост в добычи нефти, но темп обводненности также значительно увеличился.

По причине ухудшения эффекта от оптимизации сетки скважин и высокого темпа обводнения было принято решение по более детальному изучению опытно промышленной разработки, для выравнивания профиля приемистости и равномерной выкачке запасов, которые позволят достичь КИН, прописанный в проекте разработки [2].

Анализируя представленную информацию, можно представить еще несколько наиболее актуальных проблем:

1) В случае неопределенности и неподтвержденной нефтегазоносности проблемы связаны в основном с проведением геологоразведочных работ. Задача заключается в том, что в случае отсутствия запасов нефти свести к минимальному значению капиталовложения, а в случае наличия обеспечить достаточную для разработки степень изученности резервуаров нефти.

2) Бурение в условиях неопределенной геологической основы, представленной сложным неоднозначным строением, в связи с недостатком исходной информации об основных элементах неоднородности пластовых систем и их свойствах.

3) Проблема оценки энергетического состояния залежи на стадии падения добычи в условиях значительного снижения пластового давления при активном внедрении пластовой воды, разрушении призабойной зоны добывающих скважин, снижении дебитов, устьевых давлений.

4) Преждевременное обводнение скважин, связанное с некачественно зацементированным заколонным пространством, негерметичностью обсадных колонн, заколонными перетоками приводит к снижению темпа разработки и дополнительных финансовых затрат предприятий. Это требует определения причин и подбора технологий водоизоляции.

Существуют экономические проблемы, влияющие на показатели разработки месторождения. Первоначально с ними столкнулись еще в СССР, из-за действовавшей, в то время, системы регулирования, в целом ориентированной

всех участников проекта на повышение экономической эффективности, малое внимание уделялось экологическим последствиям реализации проекта, на первом плане стояло увеличение добычи. По этой причине на месторождениях происходило все больше экологических проблем, и требовалось дополнительное финансирование по их устранению.

Эффективная выработка запасов нефти на стадии падения добычи и увеличения обводненности, предполагает наличие физико-геологической базы, позволяющей оценить добычные возможности продуктивных пластов, обоснованно подбирать системы разработки и технологии интенсификации добычи нефти и методы увеличения нефтеотдачи.

Технологические показатели разработки, прописанные в проектных документах, не обладают требуемой достоверностью для месторождений, имеющих длительную историю разработки и находящихся в поздней стадии по ряду следующих причин:

1) Недооцененные показатели микро- и макронеоднородности пластов коллекторов.

2) Ошибки, которые допускались при написании проектных документов на стадии корреляции данных и подсчета запасов продуктивных пластов.

3) Взаимодействие продуктивных пластов в процессе разработки, в том числе из-за неучета вертикальной проницаемости коллекторов.

4) Человеческий фактор – отсутствие взаимоувязки проектных решений специалистами разных областей.

Расхождение фактических и проектных данных свидетельствует о не полном выполнении проектных решений или же о неправильно выбранной системе разработки месторождений. Что требует внесения корректировки проектных документов, геологической и гидродинамической моделей, и выбору мероприятий по регулированию и поддержанию темпа разработки эксплуатационного объекта.

1.2 Обзор современных подходов к решению задачи по оптимизации темпа разработки нефтяных месторождений

Под технологическими показателями разработки подразумевается набор промысловых и расчетных данных, определенных на конкретную дату эксплуатации объекта, которые характеризуют состояние разработки.

Основным параметром разработки нефтяных месторождений является темп разработки, усилия направляются на контроль данного показателя на всем процессе разработки месторождений. Именно данный показатель характеризует влияние на процесс разработки всех технологических операций, осуществляемых на месторождении.

$$z(t) = \frac{Q_{\text{тек}}(t)}{N} \cdot 100, \quad (1)$$

где $z(t)$ – темп разработки, %;

$Q_{\text{тек}}(t)$ – текущая добыча нефти, т.;

N – извлекаемые запасы, т.

Темп разработки остаточных запасов вычисляется как:

$$\varphi(t) = \frac{Q_{\text{тек}}(t)}{N_{\text{ост}}(t)}, \quad N_{\text{ост}}(t) = N - \int_0^t Q_{\text{тек}}(t) dt = N - Q_{\text{нак}}(t), \quad (2)$$

где $Q_{\text{тек}}(t)$ – текущая добыча нефти, т.;

$N_{\text{ост}}(t)$ – остаточные запасы нефти, т.;

N – извлекаемые запасы, т.;

$Q_{\text{нак}}(t)$ – накопленная добыча нефти, т.

Для прогноза темпа разработки и его оптимизации создаются физические модели пластов с характеристиками вытеснения. В настоящее время используются геологические и гидродинамические модели.

Для построения достаточно точных моделей залежей, происходит нужда в уточнении геологического строения пластов-коллекторов и их свойств. При анализе месторождений в завершающих стадиях разработки, вполне вероятно отсутствие ряда исходных данных или недостаточность их количества для решения вопросов разработки. Технологическое мероприятие по оптимизации

разработки не могут проводиться без наличия определенного количества этих данных.

Несовершенство построенных моделей и расчетов обуславливается недостатками используемой недропользователями информационной базы. Чаще всего межскважинное пространство, остается без качественной достоверной информации. В пределах этого пространства происходит изменение характеристик фильтрационных параметров, которое не поддается строгому математическому описанию, но знание этих параметров необходимо для управления процессами разработки.

В настоящее время геологические и фильтрационные модели построены на недостаточной информационной базе и пригодны для качественной относительной оценки возможных сценариев разработки на начальных этапах освоения месторождений. Объекты же, которые находятся в поздних стадиях разработки, нуждаются в фильтрационных моделях, что позволит рассчитать динамику показателей с большей точностью и выбрать наиболее предпочтительные технологии разработки среди технологий и способов воздействия на пласт.

По мнению Е. Б. Грунис и С.Л. Баркова, единственным способом повысить точность и достоверность моделей, является повышения качества и количества информации на основе использования связи между данными дистанционного зондирования среды с поверхности. Также прямого и косвенного определения физических и фильтрационных свойств в скважинах с привлечением геофизических методов исследования и промыслово-гидродинамических методов исследования.

Так, например, на восточном блоке Геологического месторождения (Припятский прогиб) в 2009 году были проведены площадные сейсморазведочные работы с целью уточнения геологического строения месторождения, в дальнейшем были выявлены и подготовлены мероприятия к бурению новых нефтяных объектов.

Если при промышленной разработке параметры месторождения не соответствуют написанным параметрам в проектных технологических документах, то могут вводиться новые проектные технологические документы с уточненными данными, в случаях существенного изменения представлений о геологическом строении залежи или при необходимости технологии воздействия на продуктивный пласт.

Если говорить об оптимизации темпа разработки с точки зрения технического перевооружения месторождения, то стоит начать с того, что сам фонд скважин находится в постоянном движении, для его регистрации на конец квартала или года по эксплуатационному объекту (месторождению) составляется отчет «Фонд скважин».

Учет количества скважин происходит по причине их перехода из одной группы в другую, наиболее часто из добывающего фонда в нагнетательный или из резервного в основной. Количество нагнетательных скважин по мере развития возрастает, для ППД.

Например, при внедрении внутриконтурного заводнения, первое время часть нагнетательных скважин эксплуатируется в качестве добывающих. Так при разрезании залежей рядами нагнетательных скважин практикуют освоение на первом этапе нагнетательных скважин под закачку через одну, а промежуточные нагнетательные скважины временно используют в качестве добывающих. Форсированная добыча нефти способствует перемещению поступающей в пласт воды вдоль линии разрезания. После обводнения промежуточные скважины также осваивают под закачку воды, т. е. переводят в группу нагнетательных.

Состояние скважин изменяется по мере разработки, они в целом находятся в разработке, но могут простаивать или быть в ремонте по различным причинам. Это также влияет на темп разработки.

С проблемой технического перевооружения сталкиваются практически все нефтедобывающие компании. Так как крупные месторождения находятся на завершающей стадии разработки, которая, как говорилось ранее,

характеризуется ухудшением геологических условий, падению добычи и высокой обводненностью. Восстановление бездействующих скважин, рациональное управления фондом встает на первый план в нефтяной индустрии.

В период с 2015 по 2017 год, бездействующий фонд скважин снизился только у ПАО «Сургутнефтегаз», компании необходимо наращивать темп ввода новых скважин на зрелые месторождения, чтоб удержать уровень добычи. Наибольшая доля увеличения бездействующего фонда скважин наблюдается у ПАО «НК «Роснефть» и ПАО АНК «Башнефть» на 16 % за альтернативный промежуток времени. Из-за негативной тенденции в среднем ПАО «НК «Роснефть», на 2017 год, по причине нахождения скважин в бездействии, в среднем за год теряет в приросте ориентировочно 41 млн. тон нефти. При рациональном выводе скважин из бездействия, после проведения геолого-технических мероприятий, возможно увеличение КИН на 7–8 % [3].

Одним из примеров технической оптимизации может служить технология использования гибких насосно-компрессорных труб на Медвежьем месторождении. В 2020 году было решено спустить концентрические лифтовые колонны на Юбилейном и на Ямсовейском месторождениях. Данная технология уменьшения диаметра лифтовых колонн исключает возможность скопления жидкости на забое скважины. Главным недостатком данной технологии служит резкое повышение депрессии на пласт, что может привести к разрушению призабойной зоны.

Для оптимизации технологических показателей разработки месторождений требуются применять различные геолого-технические мероприятия.

Геолого-технологические мероприятия целенаправленно оказывают влияние на следующие технологические показатели разработки:

Q_n – добыча нефти, основной показатель суммарный по всем добывающим скважинам, пробуренных в единицу времени, и среднесуточная добыча приходящаяся на одну скважину.

$Q_{ж}$ – суммарная добыча нефти и воды в единицу времени

$$Q_H(t) = \int_0^t q_H(\tau) d\tau, \quad (3)$$

где Q_H – накопленная добыча нефти, т.;

τ – период работы скважины, сут.

Накопленная добыча – отражает количество нефти, добытое по объекту за определенный период времени с начала разработки (с момента пуска первой добывающей скважины).

$$\eta = Q_H/G, \quad (4)$$

где η – коэффициент текущей нефтеотдачи д. ед.;

Q_H – накопленная добыча нефти, т;

G – геологические запасы, т.

Текущая нефтеотдача – выражает отношение накопленной добычи в данный период эксплуатации месторождения к его геологическим запасам.

$$\eta_K = N/G, \quad (5)$$

где η_K – коэффициент извлечения нефти, д. ед.;

N – извлекаемые запасы, т;

G – геологические запасы, т.

Конечная нефтеотдача (КИН) – отношение извлекаемых запасов месторождения к геологическим.

Данные технологические показатели изменяются при проведении различных ГТМ в разной мере, а значит, и нуждаются в контроле в процессе разработки. Они рассчитываются до конца срока разработки месторождения. Изменение значений показателей своевременно анализируется и записывается в таблицу основных показателей разработки.

Наиболее распространенными видами ГТМ, которые нацелены на повышение нефтеотдачи и достижения поставленного КИН, являются: гидравлический разрыв пласта (ГРП), обработки призабойной зоны (ОПЗ), одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ), зарезка боковых стволов (ЗБС), ремонтно-изоляционные работы (РИР), вывод скважин из консервации, дострел и оптимизация ГНО. На нагнетательных скважинах проводят работы по очистке

призабойной зоны с целью увеличения приемистости и/или выравнивания профиля приемистости, работы по ликвидации непроизводительной закачки (негерметичности эксплуатационных колонн, заколонных перетоков) и т.п.

Прогноз эффективности проведенных мероприятий и расчет производственных показателей в результате проведения ГТМ выполняется по каждому мероприятию отдельно друг от друга.

Основная задача планирования добычи – оценка будущей динамики производственных показателей по переходящему базовому фонду и дополнительной добычи в результате проведения ГТМ.

Часто, после проведения ГТМ, перфорационных работ, нагнетании различных жидкостей при ГРП и т.д. требуется контроль за динамикой обводненности.

По причине некачественного проведения ГТМ возможно образование заколонных перетоков. Нарушается герметичность обсадной колонны, скважная продукция обводняется, вместо того чтобы получить дополнительный приток нефти и улучшить ФЭС пласта.

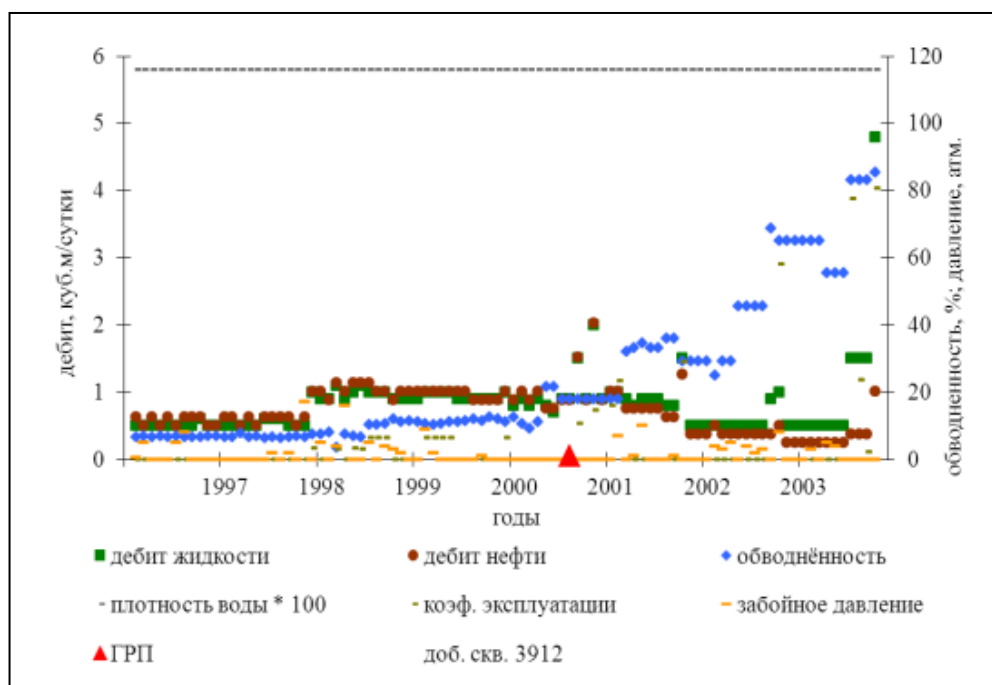


Рисунок 1 – Динамика технологических показателей эксплуатации скважины

№3912

На месторождении Татарстана, был проведен ГРП, и в одной из скважин (рисунок 1) прослеживается динамика увеличения обводнения нефти, в то время, когда дебиты нефти и жидкости остаются без изменения. Это характерно для всех мероприятий ГРП в скважинах, вскрывших пласты с высокой вязкостью нефти. Обводненность увеличилась сразу после проведения мероприятий. Произошел прорыв подошвенной воды через образовавшиеся трещины при ГРП [4].

Причины обводнения рассматривались многими иностранными и зарубежными исследователями, такими как Фаттахов И.Г.; Ибрагимов Л.Х.; Мищенко И.Т. В общем случае причиной обводнения служило поступление воды по продуктивному горизонту, заколонная циркуляция вследствие разрушения цементного камня или же нарушение герметичности ЭК или элементов скважины (цементных мостов, пакеров и т.п.).

Так, на Самотлорсоком нефтяном месторождении была обнаружена скважина 12253 куста 1203 с негерметичностью ЭК и проведены мероприятия по восстановлению дебита. Исследуя динамику обводненности, операторами было выявлено увеличение за 7 суток показателя обводненности с 80 % до 99,9 %. Динамический уровень поднялся на 961 м с 1267 до 306 м, загрузка УЭЦН5-80-1500 упала с 75 % до 50 %.

Подобные изменения характерны при появлении нового источника обводнения, которое могло быть вызвано по следующим причинам:

- 1) Появление негерметичности в ЭК по причине большого срока службы.
- 2) Заколонная циркуляция воды по пласту АВ₄₋₅. Ухудшенные коллекторские свойства в определенном интервале и монолитная часть пласта не являются надежной гарантией от прорыва подошвенной воды в скважину по заколонному пространству.

Был составлен план работ бригады ПРС. Поднято ГНО и установлен пакер на глубину 1774 м. После были проведены ГИС по определению места негерметичности эксплуатационной колонны и записали профили притока. С

помощью всего перечисленного был определен интервал нарушения целостности.

По результатам работы ГИС при ПРС по скважине решили применить следующие ГТМ: проработку забоя и ликвидацию негерметичности эксплуатационной колонны спусков дополнительной эксплуатационной колонной меньшего диаметра с установкой цементного моста и перестрелом существующих интервалов перфорации пласта.

Спустя два месяца скважина окончательно вышла на режим. Обводненность опустилась до уровня появления негерметичности, до 80 %. Долгий вывод на режим объясняется возникновением репрессии, обусловленный перепадом пластового давления интервала негерметичности над пластовым давлением вскрытого продуктивного объекта, а также репрессией, вызванной гидростатическим давлением столба жидкости [5].

Ниже приведены распространенные причины обводнения и методы их устранения:

- При обводнении, связанным с заколонными перетоками, ремонтно-изоляционные работы (РИР) проводят с помощью закачки в затрубное пространство скважин смолистых полимеров, высокопрочного цемента или жидкостей на гелиевой основе. Данные мероприятия являются основными для изоляции межколонных перетоков;

- Негерметичные интервалы обсадной колонны, из-за которых происходит попадание воды в скважину, определяют с помощью плотномера, термометра и вертушки, методом эксплуатационного каротажа. При нахождении мест разгерметизации устанавливаются цементационные мосты, пакеры и пробки, либо происходит закачивание изолирующих жидкостей в определенные с помощью каротажа интервалы. Производят тампонирующие;

- Обводнение, связанное с трещиноватостью или разломом между добывающей и нагнетательной скважиной, в современное время прослеживают с помощью метода трассирования – фильтрации пластовых жидкостей с

помощью индикаторов. Для устранения данной проблемы используют гели, чтобы уменьшить количество воды, попадающей в добывающую скважину;

– Обводнение, связанное с конусо- и языкообразованием способно образовываться в местах возникновения вертикальных градиентов давлений, вследствие деформации ВНК. Параметры, влияющие на образование конусов и языков обводнения, связаны с фильтрационно-емкостными свойствами пласта, с физико-химическими свойствами нефти и пластовой воды, степенью перфорации скважин, вертикального градиента давления т.д. Чтобы устранить причину образования конусов обводнения чаще всего увеличивают долю перфорированной толщи пласта или закачивают различные гели.

1.3 Современный подход к мониторингу и управлению технологическими процессами

Системный подход – основа мониторинга и управления процессами, происходящими при разработке месторождений углеводородов.

Системный подход – это методологическое средство изучения, проектирования сложноорганизованных объектов, а также происходящих в них процессов и управление их функционированием.

Сложность проектирования системного подхода состоит в ряде следующих причин:

1. Достаточно большие погрешности прогнозирования поведения системы в условиях непрерывно изменяющейся внешней среды.

2. Неполноты информации об объектах разработки. Неточности определения и недоступность наблюдения параметров продуктивного пласта и процессов фильтрации между скважинами, невозможность одновременной регистрации параметров.

4. Наличие множества иерархических уровней, моделей, подсистем для построения вариантов функционирования.

6. Невозможности построения единой адекватной знаковой математической модели, необходимой для проектирования и управления системой.

7. Многократное изменение структуры и состава системы в процессе ее функционирования.

Под мониторингом процесса разработки месторождения подразумевают комплексную систему наблюдений за геологическим изучением, рациональным использованием и охраной недр месторождения для оперативного управления процессом добычи. В результате мониторинга, делается вывод о возможности применения ГТМ.

Мониторинг проводится с помощью изучения керна, шлама, проб нефти и воды, изучения ГИС и ГДИС для получения необходимого количества достоверной информации для последующего регулирования процессами разработки.

Другим методом мониторинга является индикаторный метод – метод трассерных исследований, который позволяет получить информацию о скорости движения жидкости в продуктивных пластах, распределение потоков нагнетания между участками залежи. Даная информация помогает оптимизировать геолого-технические мероприятия, так как позволяет оценить пластовые характеристики не только в окрестностях скважин, но и в больших интервалах межскважинного пространства. Кроме того, использование различных меченых жидкостей и закачка их при различных забойных давлениях, позволяет получить динамическую зависимость фильтрационных процессов в пласте [6].

Для мониторинга и контроля энергетическое состояние залежи, обычно пользуются значением приведенного пластового давления, которое пересчитывают на условно принятую горизонтальную плоскость, вычисляют по формуле:

$$P_{\text{пл.пр}} = P_{\text{пл.з}} \pm \rho gh, \quad (6)$$

где $P_{\text{пл.з}}$ – замеренное в скважине пластовое давление, Па;

h – расстояние между точкой замера и условной плоскостью, м;

ρ – плотность воды, нефти или газа в зависимости вида скважины кг/м³;

g – ускорение свободного падения м²/с.

Значение забойного давления в скважине определяют в период установившегося режима ее работы, пластового – после продолжительной остановки скважин (от нескольких часов до суток и более). Для получения данных о забойном и пластовом давлении глубинный манометр спускают в скважину к середине пласта и в течение некоторого времени фиксируют забойное давление. Затем скважину останавливают, после чего производится регистрация кривой восстановления забойного давления до пластового.

Анализ забойного давления также важен при оптимизации технологических показателей разработки. Минимальное значение забойного давления для оптимальной работы скважин определяется расчетным путем и условиями прочности крепления скважин, механическими свойствами пласта (смыкание трещин, разрушение слабосцементированного пласта), конусообразования подошвенной воды, недопущения выделения растворенного газа из нефти, срыва подачи насоса из-за вредного влияния свободного газа.

Мониторинг изменения пластового давления производится с помощью карт изобар. Изображают линии (самих изобар) на плане забоев скважин со значениями динамического пластового давления на определенную дату исследований. В дальнейшем карты изобар используют для прогнозирования движения контура нефтеносности.

Правильность определения обводненности продукции добывающих скважин носит значительное влияние на эффективность мониторинга добычи.

В настоящее время применяются прямые методы, такие как контроль по данным о динамике обводнения скважин, гидрохимические и промыслово-геофизические методы. Данные методы основаны на прямом отборе проб, наблюдении за химическим составом попутных вод, вместе с контролем обводненности.

Основными промыслово-геофизическими методами контроля динамики заводнения пластов на разные даты служат нейтронные методы, применяемые в обсаженных скважинах. Они дают возможность отличать интервалы пластов, насыщенные нефтью или пресной водой, от интервалов, насыщенных пластовой

минерализованной водой (с хлорсодержанием). Для проведения таких исследований в разных частях залежи бурят специальные контрольные скважины, в которых колонны остаются неперфорированными.

Так в ОАО «Самаранефтегаз» был принят на вооружение корпоративный модуль «Мониторинг обводненности добываемой продукции» программного комплекса «МРМ» (разработка ООО «РН-УфаНИПИнефть»). В результате применения был оптимизирован процесс мониторинга обводненности добываемой продукции скважин. С целью дальнейшего повышения эффективности разработки, необходимо оптимизировать процесс отбора проб и проведения физико-химического анализа пластового флюида. Обводнение, также может проявляться и по техническим причинам, таким как некачественное цементирование, негерметичность колонны. В этом случае следует вовлекать в анализ обводненности только данные, которые получены по технически исправным скважинам [7].

На месторождениях, эксплуатируемых в режиме активного заводнения с пластовым давлением выше давления насыщения газом, из-за значительного превышения промыслового газового фактора над проектными значениями, накопленный объем ПНГ значительно превосходит его начальные извлекаемые запасы. При увеличении обводненности скважин, рост газового фактора обуславливается за счет выделения растворенного газа из пластовой воды.

Статический анализ замеров газового фактора на устье скважины для одного из добывающих предприятий Западной Сибири, показал, что при обводненности скважинной продукции свыше 90%, по причине, описанной ранее, наблюдается двукратное превышение промыслового газового фактора над проектными значениями.

Мониторинг газового фактора проводится с помощью дебитомеров и стандартных групповых замерных установок, таких как «Спутник». К примеру, широкое применение этих методов проведены на месторождениях со значительным колебанием газового фактора, таких как Кыртаельское и Северо-Кожвинское месторождения. Погрешность результатов измерений газового

фактора данными методами лежит, как правило, в пределах требований к измерениям по ГОСТ Р8.615-2005. Использование разработанных методов на базе действующих на месторождениях средств контроля технологических режимов работы добывающих скважин, позволяет реализовать мониторинг силами самих нефтедобывающих компаний.

Мониторинг динамики отбора и поглощения жидкости в добывающих и нагнетательных скважинах проводят в основном с помощью метода механической расходомерии и дебитомерии. Метод также позволяет определить нарушение герметичности колонн, наличие перетоков между перфорированными пластами. Метод позволяет получить информацию о профиле притока и приемистости пласта по интервалам. Необходимые данные получают, используя глубинные приборы с датчиками турбинного типа, которые фиксируют показания расхода или дебита. После замеров, данные обрабатываются и заносятся в таблицы или строятся графики.

На приобском многопластовом месторождении со сложным строением, для оптимизации способа эксплуатации нагнетательных скважин провели ГДИС и построили индикаторные диаграммы для получения коэффициента приемистости пласта и пластового давления.

Далее с помощью метода расходомерии, а именно изменения скорости потока жидкости и скорости движения прибора на спуске и подъеме, в нагнетательных скважинах удалось определить интервалы и направление перетоков жидкости из пласта во время закачки агента (воды). Таким образом, определили интервал с перетоком жидкости на глубине 3420 м с потоком вверх.

Так на приобском месторождении, на интервале между пластами АС₁₁ и АС₁₂ показания расходомера снизились на подъеме, а на спуске увеличились. Из этого был сделан вывод о том, что забойное давление в подстилающем пласте ниже, чем пластовое давление в пласте АС₁₂, посредством этого определили переток из пласта АС₁₂ через ствол скважины в пласт АС₁₁ [8].

Приемистость скважин также возможно рассчитывать и с помощью ультразвуковых расходомеров, например Акрон-01, с помощью его установки на

устье скважины и дальнейших измерений расхода в течение определенного времени.

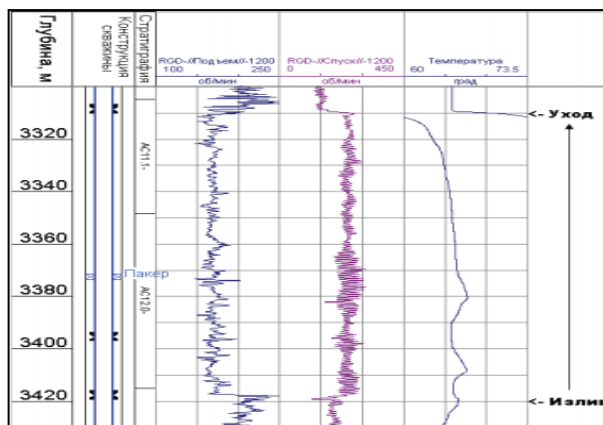


Рисунок 2 – Внутриколонный переток (снизу вверх)

В процессе получения данных посредством мониторинга встает вопрос о создании модели для всего месторождения или его участка, предназначением которой будет обоснование принятых технологических решений, способа разработки, прогноза уровней добычи нефти во времени, оценки неопределенности и рисков для дальнейшей оценки экономической эффективности выбранного проекта разработки месторождения.

Причиной необходимости построения моделей являются следующие факторы:

- Невозможность учета всех причинно-следственных связей в связи с нехваткой первичных данных;
- Сложность, многообразие и недостаточная изученность протекающих процессов. Многофазность и нестационарность фильтрационных потоков, зональная и послойная неоднородность нефтяных пластов, недостаточность развития теоретических методов нефтепромысловой геологии;
- Действие различных случайных факторов внешней среды и внутренних процессов, которые трудно предвидеть и предсказать их последствия.
- Широкое использование методов обобщения эмпирического материала, экспертных оценок, накопленного опыта и знаний.

Несмотря на продолжающиеся дискуссии о том, когда начинать создавать модель, какой она должна быть – временной или постоянной, двух- или

трехмерной, при каком числе скважин на объектах, объеме накопленной информации и т.д., процесс массового моделирования уже давно идет полным ходом.

В зависимости от количества и достоверности начальной информации, полученной проведением ГИС, ГДИС и мониторинга динамических показателей разрабатываемого объекта, в современное время используют детерминированные и вероятностные модели.

Детерминированные модели создаются на анализе данных на момент построения модели, воспроизводя строение и свойства пласта как можно точно исходя из фактических данных. В моделях данного типа не учитываются неопределенности, в отличие от стохастических моделей, которые предполагают возможное вероятностное распределение каких-либо показателей по площади и по разрезу.

В настоящее время используют 3D-моделирование, которое позволяет производить динамику технологических показателей разработки по скважинам, обосновывать проектные решения по системам разработки и планировать проведение ГТМ.

Таким образом, создаются гидродинамические модели, которые представляют собой 3-х мерный массив элементарных ячеек, в которых задаются геолого-физические параметры, характеризующий объект разработки. После чего на основе систем дифференциальных уравнений происходит моделирование фильтрационных процессов, выражающихся в расчетном материальном перераспределении объемов жидкостей и изменении давлений в первоначальных ячейках модели [9].

С развитием технологий появились возможности моделирования всего месторождения в целом, это позволяет оперативно произвести учет мероприятий по разработке моделируемого объекта с большим количеством скважин. Для создания гидродинамических и геологических в России используют множества программ, таких как Eclipse и Petrel – компании Schlumberger, Irap (Roxar), Stratamodal (Landmark).

Проектирование моделей основывается на комплексном подходе, источником информации которого служат: геологические интерпретации, каротажные данные и изучение керна, 3D сейсмические исследования, динамические данные.

В современное время моделирование основывается первоначально на статической информации с последующим добавлением полученных динамических данных. Для интеграции динамической информации в модель требуется многократное внедрение гидродинамических процессов, происходящих в пласте, но чаще всего это усредняется до грубой модели из-за наличия вычислительных ограничений современной техники. Вычисленная эксплуатационная характеристика (уровень добычи) месторождения сравнивается с полученными данными до тех пор, пока не будет получена картина изменения во времени добычи нефти или газа, совпадающей с реальной [10].

Опираясь на построенные модели, дающие необходимую достоверную информацию для проведения определенных мероприятий, требуются дальнейшие методы регулирования разработки нефтяных месторождений.

Регулирование позволяет изменять направление и скорость движения жидкости в пласте путем воздействия на пласт как через нагнетательные скважины, чтобы поддержать пластовое давление и произвести наиболее полный охват залежи с помощью вводимого в скважину агента, так и через добывающие скважины, путем нового бурения ранее не вовлеченных в разработку менее продуктивных объектов.

Для нагнетательных скважин, с целью регулирования пластового давления производят ОПЗ, для повышения ранее посчитанной приемистости пластов, так как в процессе разработки показание скин-фактора ухудшается.

Регулировать мероприятия по добычи нефти возможно, как дополнительным бурением скважин, перфорированием, так и изменением режимов работы скважин.

В настоящее время, применяют метод создания гидравлического сопротивления на устье путем установки штуцера. Это приводит к изменению напорно-расходной характеристики электроцентробежного насоса, в следствие снижается и отбор продукции. Также возможно управлять отбором из скважины изменением питающего напряжения на станции управления, так как при снижении частоты оборотов вращения вала, линейно уменьшается производительность насоса.

Метод периодической эксплуатации скважин, связанный с чередованием периодов извлечения и накопления нефти, позволяет повышать эффективность разработки низкодебитного фонда скважин в условиях осложненных условий эксплуатации. Метод позволяет частично уйти от осложнений, а именно механических примесей, газа, эмульсии. Данная технология применяется в таких компаниях как ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть».

Так на скважине №136 Мармовичского нефтяного месторождения, после перевода на технологию кратковременно периодической эксплуатации скважины дополнительная добыча нефти в 2012 году составила 950 тонн. Обводненность снижалась с начала использования КПЭС с 01.06.2012 г. К августу 2012 года продукция скважины стала безводной, что говорит об эффективности оптимизации процесса добычи нефти.

Для выравнивания профиля приемистости, регулирования контура нагнетания, перераспределения фильтрационных потоков в пласте, предотвращения прорыва воды в добывающие скважины используют полимеры, которые поступают в пласт через нагнетательные скважины. Также для регулирования газового воздействия в пласте создаются барьеры из пенистых систем, водогазовых смесей, которые в свою очередь создают дополнительное сопротивление в высокопроницаемых зонах для обеспечения благоприятной работы насосного оборудования и равномерной выкачке всех извлекаемых запасов углеводородов [11].

Для оптимизации технологии добычи и ее регулирования, в современное время, на некоторых месторождениях используют интеллектуальные скважины.

Основные задачи которой являются: подсчет количества извлекаемой продукции, затрат энергии, контроль состояния скважинной насосной установки, регулирование основных рабочих параметров: дебит, давления, обводненность и т.п.

Задачи по регулированию решаются посредством внедрения погружной дискретной, погружной непрерывной и наземной телеметрических систем.

Особенностью погружной дискретной телеметрии является возможность прямого замера основных параметров. Минусом же является замер параметров в одной точке, и необходимость пересчета параметров по глубине.

Погружная непрерывная телеметрия предполагает замеры давления, температуры и других параметров, включая вибрацию, по всей длине оптоволоконного кабеля и позволяет производить постоянный прямой замер показателей в любых сечениях.

Альтернативным решением задачи по интеллектуализации добычи нефти – использование наземной телеметрии. К ее главным плюсам относятся возможность замены и поверки ее элементов, а также относительно невысокая стоимость, к минусам – косвенные замеры параметров и, соответственно, необходимость их дальнейшего пересчета.

Интеллектуальная станция управления может сама принимать решения об изменении условий эксплуатации скважины по выбранному критерию, например, по восстановлению максимального дебита скважины. Системы управления обеспечивают изменение режимов работы установок скважинных насосов (УШСН, УЭЦН, УЭВН и др.) под воздействием внешних факторов.

Работы по установке интеллектуальных станций управления проводились в ООО «РН-Юганскнефтегаз». При этом была выявлена возможность изменения подачи насоса исходя из таких факторов, как износ погружного оборудования или солеотложения. Эти данные дали возможность определить уровень подачи, соответствующий параметрическому отказу. Соответственно, если в этот момент не провести ремонт, то произойдет отказ или авария оборудования.

Станция управления с интеллектуальной системой позволяет оптимизировать работу «проблемных скважин», которые по причине нестабильного притока, высокого газосодержания или после проведения ГТМ, должны работать в периодическом режиме.

Интеллектуальные станции управления с принципом действия на поддержании режима работы скважины без остановки насоса с циклической сменой фаз откачки, накопления и возврата в стационарный режим, были применены на объектах ООО «Лукойл-Пермь»; ООО «Башнефть-Добыча». Они позволили получить приросты дебитов, а также перевести скважины действующего фонда с периодического режима на постоянный режим эксплуатации.

Работа, выполненная НТЦ «Газпром нефть» и ООО «Газпромнефть-Хантос», опирается на внедрение дистанционной системы интеллектуального глубинного гидродинамико-геофизического мониторинга эксплуатационного фонда скважин.

Для определения параметров пласта и пластового флюида комплексами промыслово-геофизических и гидродинамических исследований требуется длительный простой скважин. Например, для проведения анализа кривой восстановления давления для пластов с абсолютной проницаемостью $(0,1-2) \cdot 10^3$ мкм², составит десятки суток или даже месяцы, чтобы зафиксировать режим радиального притока. Вследствие простоя увеличивается потеря добычи продукции.

Решением по сокращению времени простоя, и считывания данных в режиме реального времени служит внедрение в компоновку глубинного и насосного оборудования геофизических и гидродинамических датчиков СИИС (стационарными информационно-измерительными системами) [12].

На примере Южно-Приобского месторождения, где ежегодный эффект от внедрения точечных СИИС оценивается на уровне 880 тыс. т. дополнительно добытой нефти, можно сделать вывод, что оптимизация добычи за счет уже внедренных средств СИИС дает совокупный эффект 7,7 % уровня добычи

месторождения. Применение стационарного удаленного гидродинамико-геофизического мониторинга добывающих скважин позволило своевременно получать данные о забойных параметрах в реальном времени с большой точностью, так как чувствительность СИИС составляет в настоящее время 0,0001–0,001 МПа. Также благодаря использованию стационарных точечных систем, без привлечения ГДИС геофизических сервисов выполнить более 95% запланированных работ по геофизическим и гидродинамическим исследованиям в добывающем фонде скважин.

Ниже представлен график дополнительной добычи нефти за счет применения СИИС, позволяющих не останавливать скважины во время проведения различных исследований.

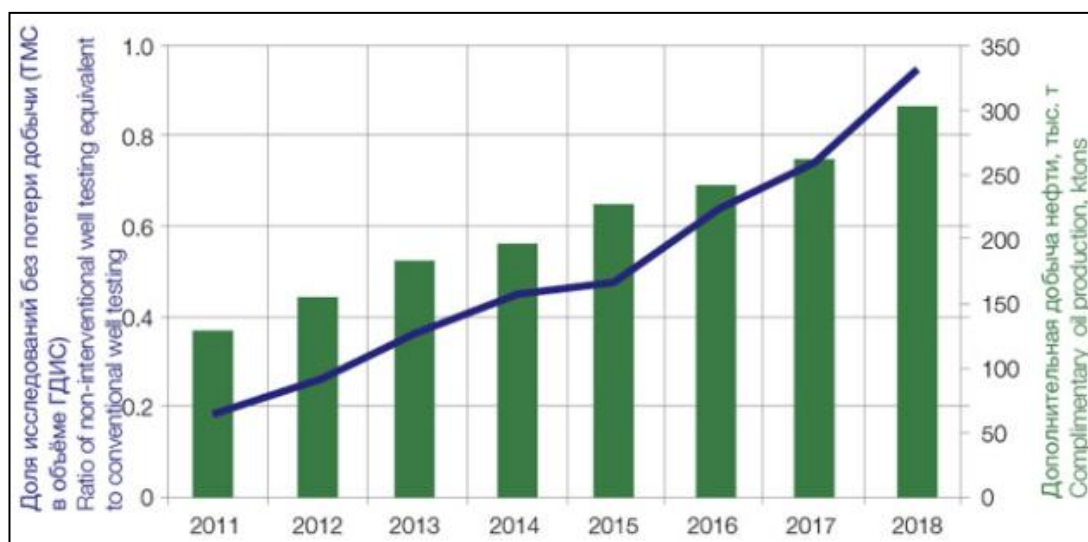


Рисунок 3 – Дополнительная добыча нефти после перехода на проведение ГДИС по показаниям СИИС

Очередным примером является оптимизация управления на Западно-Малобалыкском нефтяном месторождении, где в сотрудничестве с ООО «КанБайкал» был реализован проект «Управление добычей». Он основывался на нейросетевой оптимизации режимов работы скважин и позволил за полтора года реализации достичь снижения среднегодовых темпов падения добычи нефти с 18% до 4%. За период с 01.05.2017г. по 01.01.2019г. добыча нефти превысила базовые показатели на 18% [13].

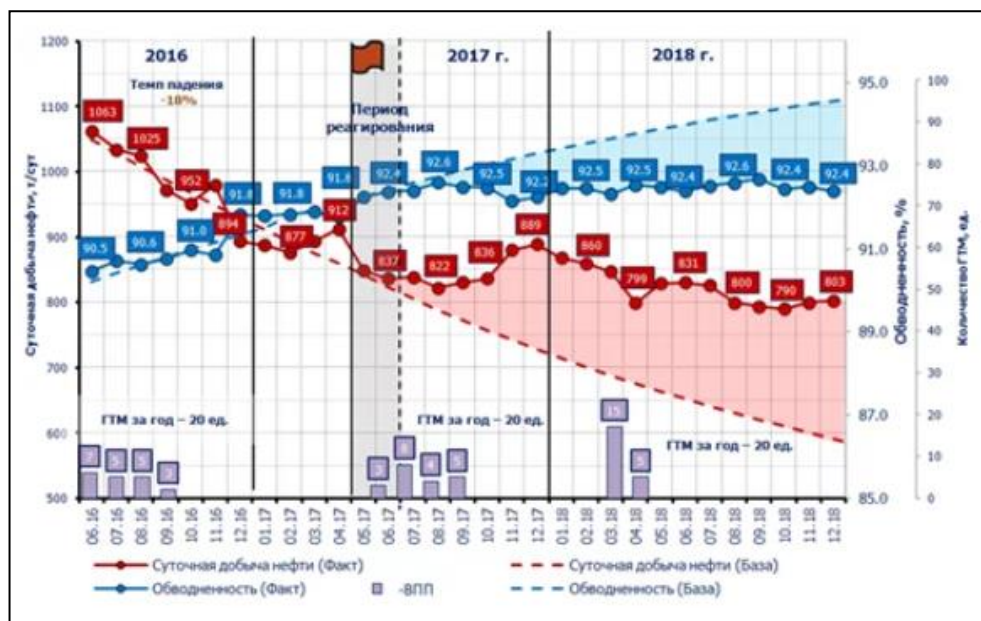


Рисунок 4 – Эффективность проекта «Управление добычей» по годам

Рост добычи нефти сопровождается снижением обводненности продукции скважин, которая стабилизировалась на отметке 92,4 %. Сокращение доли попутно добываемой воды позволило в течении 18 месяцев реализации проекта сократить себестоимость добычи нефти на 9 %. Стабилизация динамики обводнения и суточной добычи нефти в течение 2018 г. позволила снизить операционную себестоимость до 9930 руб./т. (базовая – 10444 руб./т.).

2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА СТАДИИ ПАДЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

По мере разработки месторождений происходит техническая и технологическая модернизация, связанная с дополнением и уточнением первоначальных данных о месторождении. Затрагиваются такие вопросы как изменение сетки скважин, перевооружение нефтепромыслового оборудования. Принимаются решения по дополнительному проведению интенсификации притока на стадии падения добычи, требуемые для увеличения и стабилизации отбора нефти.

Технологические процессы оптимизируются исходя из изменения в процессе разработки динамики показателей добычи нефти.

2.1 Оценка эффективности проведенных работ по изменению сетки скважин

Схема расстановки нагнетательных и добывающих скважин зависит от литологической неоднородности продуктивного пласта, продуктивности добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин.

Оптимальная плотность сетки – такая плотность, при которой наблюдается максимальная гидродинамическая связь по объекту разработки.

Необходимость уплотнения сетки скважин обосновывается анализом разработки по уже существующим вариантам. Уплотнение может быть как первичным – на участках, ранее не затронутых бурением, так и вторичным – на участках уже разбуренных по первоначальным сеткам участков. По гидродинамической сути, уплотнение сеток скважин приводит к перераспределению потоков в объеме пласта. Если правильно управлять распределением скважин, то появляется возможность значительно увеличить охват пласта заводнением, что в свою очередь повысит коэффициент нефтеотдачи.

Рассмотрим пример оптимизации сетки скважин на месторождении имени А. Титова. Данное месторождение характеризуется сложным

геологическим строением, наличием тектонических разломов, высокой латеральной неоднородностью. Для повышения эффективности разработки, ООО «РН-БашНИПНефть» с помощью секторной гидродинамической модели месторождения были рассчитаны 9 вариантов трансформации сетки горизонтальных скважин, с прогнозами накопленной добычи для каждого из вариантов. Длина горизонтального окончания скважины рассматривалась для трех ситуаций: 500, 800 и 1000 м. Базовый проект предполагал систему разработки по треугольной сетке скважин с расстояниями между скважинами 900 и 1400 м, заводнение по семиточечной схеме с использованием воды в качестве агента. Длина горизонтальной секции – 350 или 500 м [14].

Предпосылками трансформации сетки скважин являлись:

1. Убыточность в текущих макроэкономических условиях на 2015 год;
2. Уточнение геологии выделенного блокового строения – необходимость удлинения профиля ГС;
3. Низкая компенсация отборов закачкой.

Целью оптимизации было: контроль над проводимыми решениями и своевременная реакция на отклонение от принятых технологических решений, повышение эффективности системы ППД.

Таблица 1 – Результаты расчетов альтернативных вариантов

Варианты	Длина ГС, м	Расстояние м/у скв, м	Накопленная добыча нефти тыс.т.	Прирост относительно БП, %	Фонд скв, шт.	Прогнозируемый КИН (на 01.01.2037), д.ед.
ГС_500_1200	500	1200	4180,2	10,3	12	0,265
ГС_500_900	500	900	4299,8	13,4	16	0,273
ГС_500_500	500	500	4027,4	6,2	44	0,255
ГС_800_1200	800	1200	3893,8	2,7	9	0,247
ГС_800_900	800	900	3859,9	1,8	12	0,245
ГС_800_500	800	500	4029,3	6,3	32	0,256
ГС_1000_1200	1000	1200	3910,5	3,2	9	0,248
ГС_1000_900	1000	900	4419	16,6	11	0,28
ГС_1000_500	1000	500	3659	-3,5	31	0,232
БП	350-750	900	3790,5	0	14	0,24

Анализируя данные прогнозирования (представленные в таблице 1) с помощью применения секторной гидродинамической модели было выбрано два варианта трансформации сетки скважин. Оба варианта предполагают одинаковые расстояния между скважинами 900 м, но разные длины горизонтальных окончаний 500 и 1000 м.

Так как риск бурения горизонтальных окончаний скважин длиной 1000 м превышает риск бурения скважин с окончанием 500 м, был выбран второй вариант трансформации сетки скважин.

Систему разработки оптимизировали с первоначальной треугольной сетки скважин с расстоянием между скважинами 900 и 1400 м на квадратную сетку скважин с расстоянием между скважинами 900 м. Заводнение сменили с семиточечной схемы на однорядную схему заводнения. Длина горизонтальной секции, была продлена с 350 до 500 м.

Комплексный анализ вариантов трансформации позволил оценить наиболее оптимальный режим разработки месторождения. Разработка в данный момент времени ведется с использованием данной сетки скважин.

За счет сближения рядов скважин удается поддерживать низкие темпы падения добычи в местах, ухудшенных ФЕС.

Провести анализ эффективности по трансформации сеток вертикальных скважин можно также на примере разработки Ершового и Хохряковского месторождений. Оба месторождения близко по геологическим характеристикам и свойствам пластовых флюидов. Первоначально месторождения разрабатывались по трехрядной системе, после чего проводилось уплотняющее бурение, необходимые, как говорилось ранее, для увеличения коэффициента охвата пласта и повышения тем самым КИН. Объекты были разбурены почти полностью и сформированы пятирядные системы разработки на обоих месторождениях.

Уплотнение вызвало падение пластового давления и снижения дебитов, возникла необходимость увеличения компенсации закачки водой. На Ершовском месторождении данную проблему пытались решить методом двойного

уплотнения сетки уже нагнетательных скважин с увеличением репрессии. Данный метод привел к неконтролируемому обводнению и постоянному снижению добычи нефти, так как произошел процесс техногенного трещинообразования из-за увеличения градиента давления.

На Хохряковском месторождении в отличие от Ершового приняли решение о формировании пятирядной системы заводнения в блочно-замкнутую систему, которая была принята согласно «Дополнению к технологической схеме разработки Хохряковского месторождения». В отличие от Ершового месторождения трансформация системы не вызвала преждевременного обводнения, а наоборот наблюдалась стабилизация добычи нефти и жидкости [15].

Приведенный анализ показывает преимущества перехода к блочно-замкнутой системе заводнения. В дальнейшем был заложен переход к более мелким блокам. Реализация проекта показала, что данный метод позволил поддерживать пластовое давление на требуемом для разработки уровне, а перевод добывающих скважин под нагнетательные не приводит к снижению уровней добычи.

Взаимосвязь КИН с плотностью сетки скважин приведена на рисунке 5.

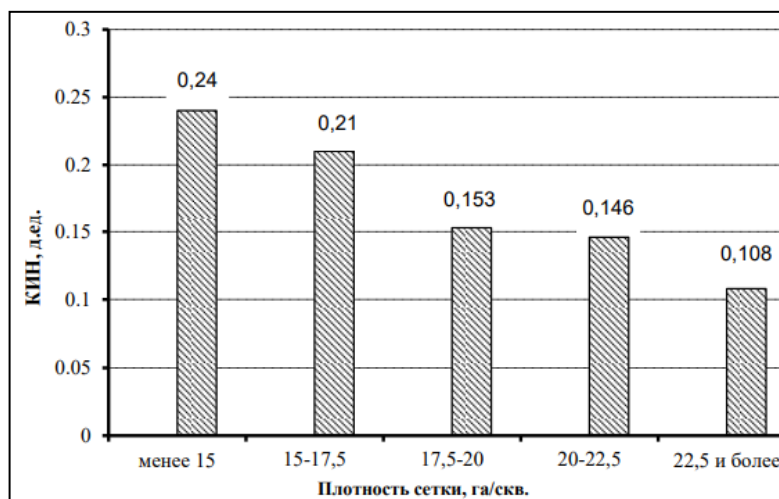


Рисунок 5 – Зависимость текущего значения коэффициента извлечения нефти от плотности сетки скважин для Хохряковского месторождения

Кроме того, при анализе зависимостей текущего коэффициента нефтеотдачи от обводненности отдельно по каждому блоку был выявлен факт,

что лучшие характеристики вытеснения присущи блокам, в которых накопленная компенсация находилась в интервале от 120 до 140 %.

Следовательно, при разработке низкопроницаемых неоднородных по литологии пластов необходимо производить локализацию и стягивание запасов в относительно небольших блоках, выделяемых разрезающими рядами нагнетательных скважин. Следует проводить интенсификацию добычи нефти в блоках с низким значением фильтрационно-емкостных свойств и в блоках с высокой обводненностью, для равномерной выработки остаточных запасов.

2.2 Техническое перевооружение нефтепромыслового оборудования

При техническом перевооружении, по причине изменения условий добычи нефти со временем разработки, на уже имеющихся площадях происходит замена оборудования или монтаж дополнительных технических устройств.

Нефтепромысловое перевооружение проводят внедрением нового оборудования под изменяющиеся в процессе разработки характеристики залежи и условия добычи. Например, проводят перевооружение скважин, усовершенствуют или заменяют насосные установки, заменяют насосное оборудование на более высокодебитное. Необходимость таких работ обусловлено как большими, чем предполагалось, продуктивностями скважин и эффективностью ГРП, так и возникающими в процессе разработки трудностями, связанными с прорывами контуров воды к забоям добывающих скважин и отложениями механических примесей. Что прямо влияет на технологические показатели разработки.

Проведем анализ нескольких методов, которые позволяют поддерживать технологические показатели разработки.

Если говорить об оптимизации УЭЦН, зачастую, на месторождениях в процессе разработки одни компоновки насосов заменяются другими, по определенным причинам, таким как снижение дебита из-за засорения насоса механическими примесями или же недостатка мощности установленного насоса в связи с выработкой запасов нефти или изменения ФЕС. Смена насосов

сопровождается увеличением депрессии на пласт, благодаря которой в разработку дополнительно включаются ранее непроницаемые прослой.

Рассмотреть замену насосного оборудования возможно на примере опыта использования УЭЦН 4-у компании ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

В программе развития компании было запланировано ежегодное увеличение числа скважин с дополнительными колоннами диаметром 114-120 мм предназначенных для установки технических средств на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Но малый диаметр не позволяет обеспечить потенциальную добычу нефти с использованием УЭЦН стандартного пятого габарита по той причине, что глубина его спуска ограничена. По данной причине, компания на 2017 год перешла к использованию дорогостоящих УЭЦН 3 габарита, которые позволили добывать нефть из скважин с дополнительными колоннами 114 и 120 мм.

Альтернативным вариантом эксплуатации скважин с дополнительными колоннами 114-120 мм служит использование УЭЦН уменьшенного габарита 4, сокращенно УЭЦН 4-У [16].

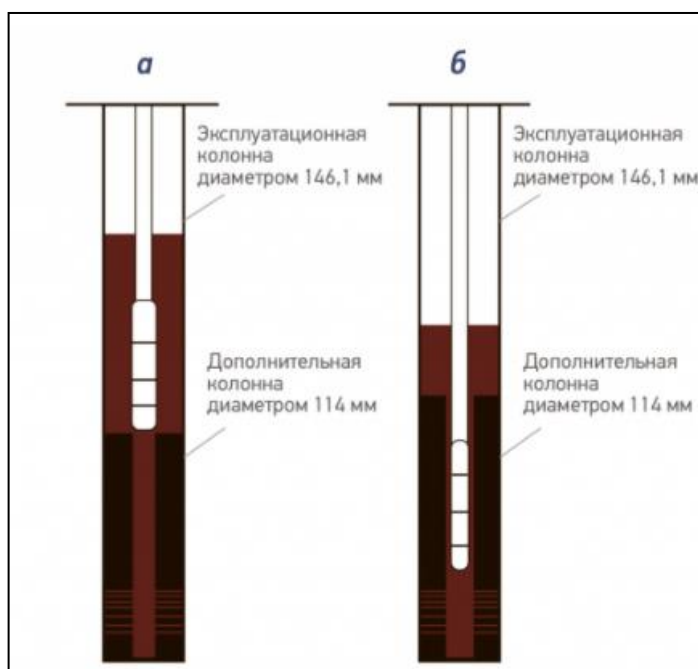


Рисунок 6 – Конструкция УЭЦН 5 (а) и УЭЦН 3 (б)

Так в скважину, в Нижневартовском районе, три раза спускали УЭЦН третьего габарита. Максимальная наработка такого насоса составляла 480 суток,

после чего он выходил из строя по причине отказа, связанной со снижением дебита из-за засорения насоса механическими примесями. В связи с этим было принято для опытно-промышленных исследований спустить УЭЦН 4-У, на 2017 год наработка насоса составляла 560 суток, и он исправно работал на своих заданных режимах.

Особенность конструкции УЭЦН 4-У заключается в применении специального протектора-гидрозащиты и кабельного удлинителя с модернизированной муфтой не вступающего за габариты электродвигателя. Вместе с этим, размеры концевых деталей УЭЦН уменьшены для уменьшения общего осевого размера установки.

Благодаря дополнительному модулю смещения УЭЦН 4-У образуется дополнительная площадь для размещения кабеля вдоль установки. При этом поперечный габарит погружного агрегата в комплектации с кабелем составляет 96,2 мм.

Преимуществом спуска УЭЦН 4-У являются увеличение срока службы за счет увеличения размеров рабочих колес, которые будут меньше подвергаться засорению механическими примесями в отличие от малогабаритного дорогостоящего УЭЦН 3 [16].

Анализ применения УЭЦН 4-У после проведения мероприятий по увеличению прироста нефти (бурение боковых стволов, РИР с переходом на нижележащие пласты) за 2012-2017 года в 18 скважинах показал, что внедрив УЭЦН 4-У, вместо УЭЦН 3, можно сэкономить на закупке погружного оборудования и увеличить срок работы насоса в осложненных условиях добычи.

Техническое перевооружение скважинного оборудования также проводят, спуская дополнительное оборудование, так как значительная часть отказов УЭЦН относится к засорению механическими примесями.

Установка фильтров решает проблему с механическими примесями, задерживает механические частицы и защищает насосное оборудование УЭЦН.

Применение модуль фильтров в составе УЭЦН в виде отдельных секции погружной части не требует дополнительных сложностей при монтаже и спуске в скважину.

Существует ряд недостатков различных конструкционных типов фильтров. К примеру, сетчатые фильтры позволяют задерживать мелкие частицы до 50 мкм и менее, но имеют большие входные сопротивления и низкую ремонтпригодность в случае засорения фильтрующих элементов. В проволочных и щелевых фильтрах, пластовая жидкость и механические примеси фильтруются через узкие щели. Отличием фильтров служит только то, что ширина щели у щелевого фильтра фиксирована. Недостатком таких типов фильтров является низкая скважность – отношение суммарной площади фильтрующих отверстий к общей площади поверхности фильтра.

Фильтр скважинный дисковый (ФСД), в отличие от щелевых фильтров, при фильтрации пластовой жидкости, задерживает механические частица во всем объеме сеточных дисков, а не только на поверхности. ФСД предназначен для защиты насосного оборудования УЭЦН при эксплуатации нефтяных скважин с большим содержанием механических примесей в продукции, поступающей из скважины, а также для защиты насосного оборудования УЭЦН, где щелевой фильтр подвержен быстрому забиванию. Сепараторы дисковые обладают более высокой пропускной способностью, нежели щелевые фильтры.

Данный тип фильтров подойдет для защиты УЭЦН после проведения ГТМ. Тонкость фильтрации 100, 200, 300 и 500 мкм с пропускной способностью до 600 м³/сут.

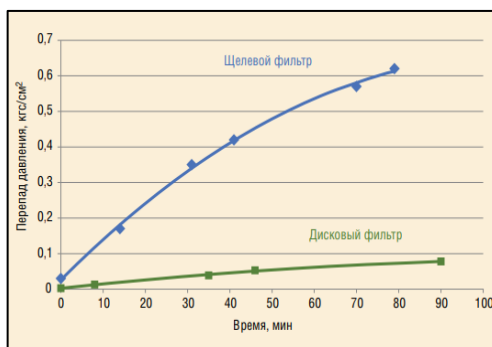


Рисунок 7 – Сравнение пропускной способности щелевого и дискового фильтра

Фильтр состоит из перфорированного каркаса, на котором размещены фильтрующие элементы в виде дисков из металлической сетки с центральным отверстием, которые образуют между собой каналы. За счет выбора типа металлической сетки для дисков с учетом фракционного состава механических примесей обеспечивается требуемая тонкость очистки пластовой жидкости.

Применение данного устройства позволит снизить концентрацию механических примесей и повысит наработку ГНО. В результате стендовых испытаний по засорению щелевого и дискового фильтров одинаковой длины при размерах твердых частиц 0-200 мкм было установлено, что пропускная способность дискового фильтра в 6-8 раз выше, чем у щелевого.

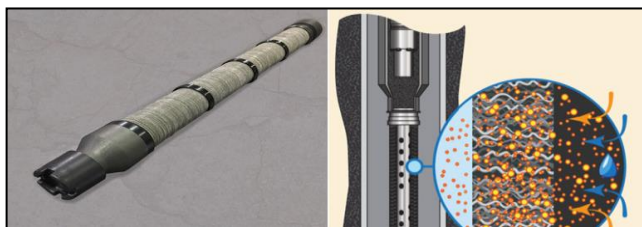


Рисунок 8 – Фильтр скважинный дисковый

2.3 Анализ методов интенсификации притока на стадии падения добычи нефти

Необходимо провести анализ методов ГТМ, которые на стадии падения добычи нефти вносят наибольший вклад в оптимизацию технологических показателей разработки. ГТМ позволяют максимально увеличить степень охвата пласта, создать условия для бесперебойной добычи нефти, повысить текущую нефтеотдачу пласта.

До 70-80 % случаев к ГТМ на поздних стадиях разработки относят капитальный, иногда текущий ремонт скважинного оборудования. В данной главе будут приведены примеры часто встречающихся и наиболее эффективных методов интенсификации, которые дают значительный результат по оптимизации добычи нефти.

Анализ наиболее эффективных мероприятий будет производиться на примере двух технологических процессов, производимых на стадиях падения добычи:

- технология резки боковых стволов;
- применение потокоотклоняющих технологий.

Технология бурения боковых стволов позволяет значительно снизить стоимость строительства горизонтальных скважин, так как используются уже пробуренные вертикальные скважины. Технология зачастую применяется, когда отношение горизонтальной проницаемости к вертикальной проницаемости меньше 10. Депрессия, необходимая для получения одного и того же дебита в горизонтальной скважине по сравнению с вертикальной скважиной значительно меньше. Что говорит об увеличении продуктивности и способствует увеличению коэффициента охвата пласта.

Для проведения ЗБС скважины необходимо обладать хорошей гидродинамической связью целевого участка пласта, в который будет пробурен ствол скважины с нагнетательным фондом. Пластовое давление в целевом участке бурения должно быть выше забойного давления окружающих добывающих скважин.

Технология бурения бокового ствола в обсаженной скважине происходит по следующей схеме:

- 1) Опрессовка скважины на $P_{\text{опр}}$ эксплуатационной колонны;
- 2) Демонтаж коллектора и фонтанной арматуры;
- 3) Монтаж подъемника, противовыбросового оборудования и его опрессовка агрегатом ЦА-320, для проверки на герметичность;
- 4) Подъем и разборка подземного оборудования;
- 5) Установка клина-отклонителя, а именно: спуск долота, скрепера для очистки внутренней поверхности эксплуатационной колонны, после чего идет пробуривание цементного моста и скрепирование интервала установки клина-отклонителя до заданной глубины, после чего осуществляется промывка и подъем КНБК, спуск клина-отклонителя.
- 6) Установка клина-отклонителя в выбранном интервале для бурения, происходит благодаря подачи давления через медный патрубок в клине-отклонителе на перекрыватель и создании внутреннего давления 15 МПа.

Стенки перекрывателя выправляются, прижимаясь к стенкам эксплуатационной колонны. Клин-отклонитель выдерживает осевую нагрузку при фрезеровке до 200 кН (20 тонн) и крутящий момент фрезы до 10,8 кНм.

7) Фрезерование обсадной колонны скользят по клину-отклонителю при осевой нагрузке 140 кН. Размер окна фрезы составляет порядка 40-60 см по длине. Далее происходит расширение окна.

9) Пробуривание прямого участка долотом, с последующим переводом скважины с жидкости глушения на буровой раствор. Промывка и очистка раствора от остаточного количества металла.

10) Проводка бокового ствола скважины с интервалом набора угла с использованием забойного двигателя. Дальнейшее бурение участка стабилизации. ЗБС заканчивается проведением геофизических исследований открытого ствола скважины: отбиваются границы горизонтов, оценивается пространственное положение ствола скважины.

11) Обсадка и крепление хвостовика, монтаж фонтанной арматуры и вызов притока методом свабирования, демонтаж оборудования, обвязка коллектора, для дальнейшей эксплуатации скважин.

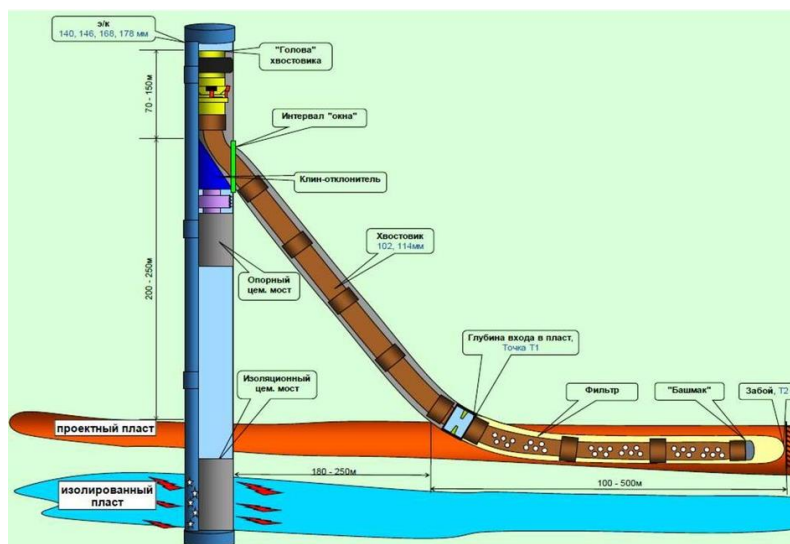


Рисунок 9 – Принципиальная схема технологии зарезки бокового ствола

После проведения ЗБС. Увеличивается коэффициент продуктивности, так как данная технология позволяет охватывать ранее не затронутые разработкой коллектора. По статистике, скважины с ЗБС обладают производительностью в 3-

4 раза больше, чем у вертикальных скважин. Скважины, имеющие малый дебит, тем самым выходят на рентабельность эксплуатации.

Методом задержки прорыва воды к забою добывающей скважины является перфорация верхней части продуктивного интервала, но чаще всего при наличии радиального притока даже создаваемой депрессии достаточно, чтобы притянуть воду к зоне перфорации. ЗБС позволяет отсрочить данный эффект. Стволы горизонтальных скважин располагаются ближе к кровле продуктивного пласта, образуемая депрессия, перпендикулярная к оси скважины, приводит к подъему воды в виде треугольной призмы, а не конуса, в случае вертикальной скважины. Тем самым технология позволяет отсрочить преждевременное обводнение, так как из-за геометрических характеристик водяного потока, для образования призмы необходимо вытеснить больший объем нефти, чем для образования конуса.

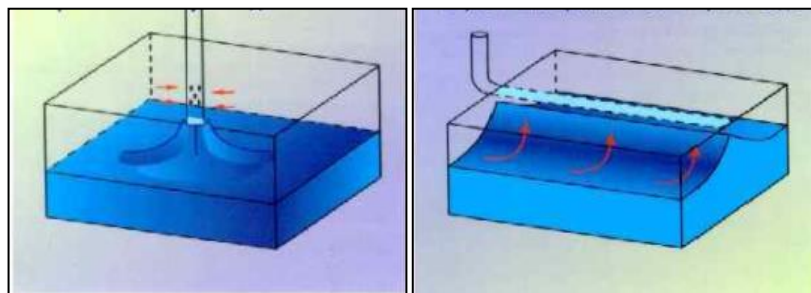


Рисунок 10 – Образование конуса подошвенной воды в вертикальной скважине и призматического гребня в горизонтальной скважине

Например, на Приобском нефтяном месторождении дополнительная добыча нефти с применением ЗБС и МГРП составила порядка 6401 тыс. т. с 204 горизонтальных скважин. Технология применялась как для бездействующего фонда скважин, так и для действующего, где дебит нефти за сутки не превышал 5 т/сут., обводненность была выше 60-70 %, а также имелись значительные объемы остаточных запасов (не менее 100 тыс. т.). Средние показатели применения технологий составили: дебит по нефти 38,5 т./сут., по жидкости – 83,5 т/сут., обводненность – 38 %. (таблица 2) [17].

Таблица 2 – Основные технологические показатели работы ЗБС с МГРП на Приобском нефтяном месторождении, пробуренные в 2011-2018 гг.

Дата проведения	Количество скважин	Запускные параметры			Состояние на 01.01.2018 г.			Накопленная добыча нефти, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т
		Дебит Жидкости т/сут.	Дебит нефти т/сут.	Обводненность, %	Дебит Жидкости т/сут.	Дебит нефти т/сут.	Обводненность, %		
2011-2012	4	224,2	210,3	5,3	157,4	33,8	77,6	625,6	1209,7
2013	6	236,6	215,8	5,7	161,8	37,6	78,4	630,2	1218,6
2014	11	247,7	218,7	9,9	75,2	57,4	19,5	874,9	1075,8
2015	20	209,3	174,1	16,3	56,8	40,1	27,0	972,6	1241,6
2016	28	231,0	183,8	17,6	48,5	32,2	32,2	1109,2	1390,5
2017	61	242,0	192,7	18,5	32,6	26,9	20,0	1361,7	1663,4
2018	74	217,2	164,0	20,3	52,4	41,4	20,8	826,8	1077,9
Итого	204	229,7	194,2	13,4	83,5	38,5	38,0	6401	8877,5

Из таблицы следует, что применение технологического мероприятия позволило уменьшить обводненность нефти почти в два раза, увеличить накопленную добычу нефти на 6401 тыс. т.

ЗБС позволяет оптимизировать показатели разработки и вводить в разработку скважины бездействующего фонда зачастую, когда другие виды ГТМ оказываются неэффективными.

Регулирование процесса разработки в условиях прогрессирующего обводнения необходимо вести в двух взаимосвязанных направлениях:

- 1) Обеспечить полноту выработки обводнившихся пластов с остаточными запасами нефти путем большего отбора жидкости (нерентабельный метод)
- 2) Снизить обводненность за счет вовлечение в разработку слабопроницаемых пластов в комбинации с интенсивным внедрением средств по ограничению притока воды к забоям добывающих скважин и движения их по обводненным зонам.

Для того чтобы производить контроль над обводненностью скважин и справляться с неравномерной выработкой запасов в неоднородных и сложно построенных коллекторах требуется технология позволяющая разрабатывать

низкопроницаемые пласты. Данную задачу по выравниванию профиля приемистости позволяет применение ПОТ на нагнетательном фонде скважин.

ПОТ позволяет увеличить фильтрационное сопротивление обводненных участков путем закачивания в пласт реагентов, которые в пластовых условиях за счет смешивания с водой образуют гели. Образуется гидроизолирующий экран, отклоняющий потоки воды из обводненного в нефтенасыщенный пропласток. Тем самым увеличивается нефтеотдача и уменьшается обводненность продукции.

Данная технология применима при наличии гидродинамической связи между пропластками. Компоненты ПОТ создают гидроизоляцию в пласте и направляют поток воды к добывающей скважине, увеличивая приток нефти.

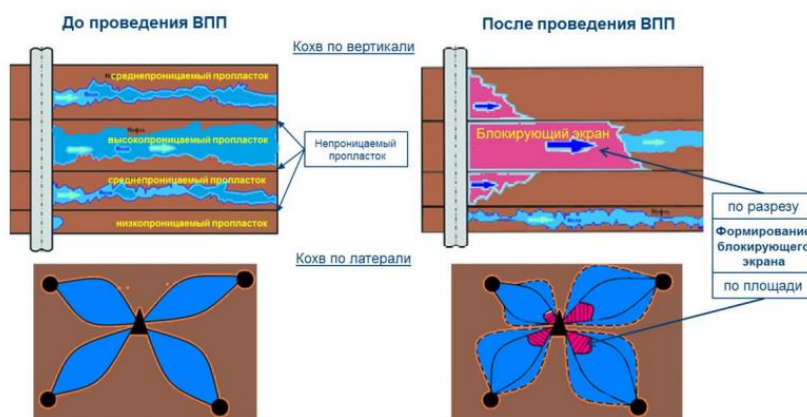


Рисунок 11 – Механизм применение выравнивания профиля приемистости

Перед проведением закачки в пласт ПОТ, проводят трассирование, для определения объектов воздействия, вида и объемов потокоотклоняющих составов. Трассирование после работ дает возможность оценить степень и эффективность воздействия на залежь, а также, при необходимости, аргументировать повторное проведение мероприятий по данной технологии. В случае потокоотклоняющих технологий целью является минимальное проникновение тампонажного материала в нефтенасыщенную низкопроницаемую часть, изоляция трещин и высокопроницаемых каналов фильтрации с последующей закачкой воды.

Основные условия применимости ПОТ:

1) Проницаемость коллектора должна быть от 50 до 500 мД, более 500 для отдельных технологий;

2) Коэффициент расчлененности – не менее 1,4;

3) Нефтяная толщина не менее 3 м;

4) Глинистость не превышает 20 %;

5) Начальная приемистость не менее 150 м³/сут. [18].

В настоящее время применяются технологии закачки в пласты полимерно дисперсных систем, полимер-гелевых систем; эмульсионных композиций и эмульсионно-дисперсных составов на основе углеводородного сырья; гелеобразующих композиций; сшитых хромовыми сшивателями полимерных составов и больше объёмных гелевых составов на основе полиакриламида (ПАА); геле - или осадкообразующих систем.

Таблица 3 – Виды потокоотклоняющих составов и их области применения

		Сшитые полимерные составы	Силикат-гелевые составы	Эмульсионные составы
Область применения	Тип горных пород	Терригенные и карбонатные коллекторы (ТК и КК)	Терригенные и карбонатные коллекторы, разрабатываемые заводнением.	Терригенные и карбонатные коллекторы
	Тип коллекторов по генезису пустотного пространства	Поровый, трещиновато-поровый	Поровый, трещиновато-поровый	Поровый, трещиновато-поровый
	Коэффициент расчлененности	Более 2	Более 1,4	Более 1,4
	Проницаемость для (ТК/КК)	Не менее 0,1 мкм ² /0,05 мкм ²	Не менее 0,08 мкм ² /0,05 мкм ²	Не менее 0,05 мкм ²
	Температура в зоне закачки	Не более 90 °С	Не более 300 °С	До 80 °С
Основные свойства		– Способность регулирования времени гелеобразования; – Высокая селективность фильтрации	– Не подверженность механической, термоокислительной и биологической деструкции;	– Низкие значения межфазного натяжения на границе с нефтью; – Высокая нефтewытесняющая способность;

Расчет объема закачки потокоотклоняющего состава в конкретную скважину должен производиться на основе теории фильтрации, лабораторных исследований и истории закачки схожих по свойствам жидкостей.

Так как поток в призабойной зоне пласта нагнетательной скважины является плоскорадиальным, то расчеты будут производиться по формуле Дюпюи [19].

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_K - P_C}{\ln \frac{R_K}{r_c}}, \quad (7)$$

где Q – приемистость скважины, м³/сут.;

k – проницаемость пласта, мкм²;

h – эффективная толщина пласта, м;

μ – вязкость нагнетаемого в пласт агента, Па·с;

P_K – давление на контуре питания, Па;

P_C – давление на забое скважины, Па;

R_K – радиус контура питания, м;

r_c – радиус скважины, м.

После закачки потокоотклоняющего состава происходит снижение приемистости нагнетательной скважины за счет увеличения фильтрационного сопротивления, а значит разделив приемистость после закачки смеси, на приемистость перед, получим:

$$\frac{Q_{\text{после}}}{Q_{\text{до}}} = \frac{\frac{R_K}{r_c}}{\frac{R_K}{r_3} + R \ln \left(\frac{r_3}{r_c} \right)}, \quad (8)$$

где $Q_{\text{после}}$ – приемистость пласта после закачки композиции, м³/сут.;

$Q_{\text{до}}$ – приемистость пласта до закачке композиции, м³/сут.;

r_3 – радиус экрана (глубина проникновения композиции), м;

R – остаточный фактор сопротивления, ед. (отношение проницаемости породы до и после воздействия потокоотклоняющим составом и определяется на основе лабораторных фильтрационных экспериментов);

Выражая r_3 получаем:

$$r_э = e^{\frac{Q_{до} \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right) + R \ln(r_c) - \ln(R_K)}{R-1}}, \quad (9)$$

Зная глубину проникновения потокоотклоняющего состава возможно посчитать его удельный объем на метр толщины пласта:

$$V = \pi \left(\left(e^{\frac{Q_{до}}{Q_{после}} \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right) + R \ln(r_c) - \ln(R_K)} \right) / (R - 1) \right)^2 - r_c^2 \right) \cdot m, \quad (10)$$

где m – пористость, д. ед. [19].

Следовательно, рассчитав остаточный фактор сопротивления потокоотклоняющего состава, становится возможным рассчитать объем закачки композиций для конкретных значений снижения приемистости скважин.

Объем закачки жидкости определяется структурой и особенностью породы и составляет от 200 до 5000 м³.

Анализ проведения работ по применению потокоотклоняющих составов среди нефтедобывающих компаний России можно осуществить по следующим показателям:

- 1) Удельная эффективность обработок – отношение дополнительной добычи нефти к числу обработок за анализируемый период;
- 2) Охват обработками фонда скважин – отношение числа обработок к числу действующих добывающих скважин;
- 3) Удельная добыча на фонд скважин – отношение дополнительной добычи нефти к числу действующих добывающих скважин;
- 4) Удельная добыча на общую добычу нефти - отношение дополнительной добычи к общей добыче нефти по компании;
- 5) Число обработок;
- 6) Объем дополнительной добычи нефти за счет обработок.

Распределение объемов работ и их эффективности представлено на рисунке 12.

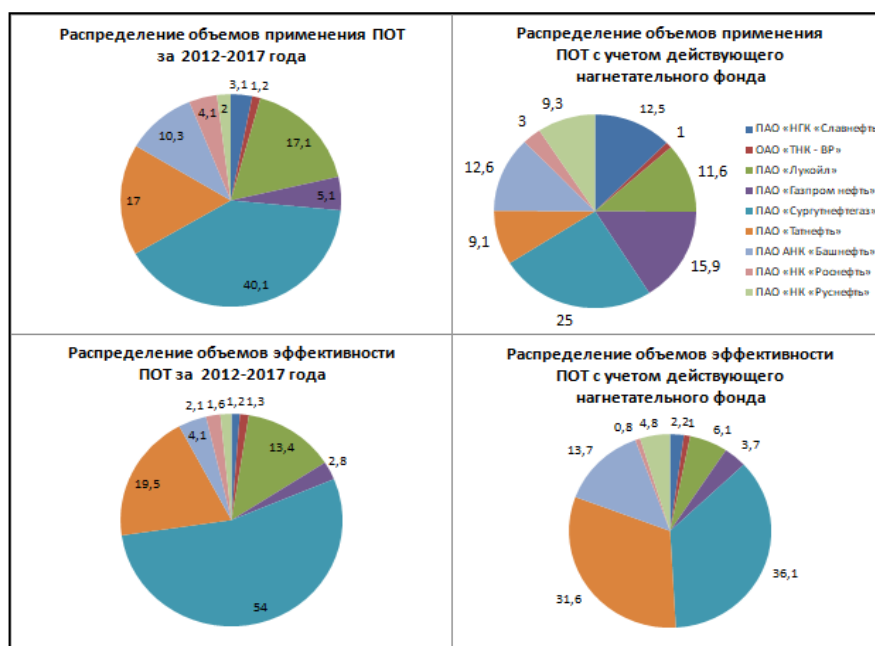


Рисунок 12 – Распределение объемов применения и эффективности потокоотклоняющих технологий по нефтяным компаниям, %

На основании оценки был установлен удельный вес (коэффициент значимости) каждого из перечисленных выше показателей: первый показатель имел коэффициент значимости 1,0; второй и четвертый - 0,9; третий - 0,7; пятый и шестой - 0,5.

По каждому показателю определялся рейтинговый параметр от 10 до 1,0 который соответствовал величине этого показателя, от наибольшего к наименьшему. Затем рейтинговые параметры по показателям умножались на соответствующие коэффициенты значимости и суммировались [20].

Преобладающее число работ выполнено на месторождениях PAO «Сургутнефтегаз», PAO «Лукойл», PAO «Татнефть» и PAO «АНК «Башнефть». Если учитывать действующий нагнетательный фонд скважин, то данные немного изменяются, но лидером по проведению мероприятий также является PAO «Сургутнефтегаз». Эффективность проведения ПОТ принадлежит также PAO «Сургутнефтегаз» и равно 54 % нефти, дополнительно добытой с помощью ПОТ.

Эффективность применения ПОТ можно провести по примеру Майского месторождения, где интенсивное обводнение началось с 2010 года. Средняя

обводненность продукции составляла 73,8 %. Нефтенасыщенная толщина пласта составляла 5,3 м, что подходит под критерии применимости ПОТ.

Прирост добычи нефти, средний посчитанный с семи скважин, после применения ПОТ составил 2,64 тонн/сут. Если учитывать, что средняя продолжительность работ скважин в год составила 335 суток, то годовой прирост добычи нефти составил 6200 тонн/год [20].

ПОТ не следует считать кардинальным средством для воздействия на весь объем разрабатываемого объекта с существенным увеличением охвата пласта. Их следует применять в комплексе мероприятиями по интенсификации нефти.

Таким образом, проведение ГТМ над обводненностью повысит показатели разработки на поздней стадии разработки месторождений. Применение комплекса данных мероприятия позволит в нужной степени оптимизировать процесс разработки месторождения и достичь проектный КИН с наименьшими затратами.

2.4 Анализ внедрения интегрированных систем технологических процессов

Эффективность принятия решений по регулированию разработки на стадии падения нефти актуальна для всей нефтедобывающей отрасли. В настоящее время, не смотря на большое количество проведенных теоретических работ, разработка проводится с использованием слабоинтегрированных подходов и инструментов, что не обеспечивает максимальную эффективность разработки. Помимо этого, многие технологические процессы полностью не автоматизированы, по причине чего происходят простои и несвоевременно принимаются решения по регулированию.

Создание интеллектуально информационных систем, позволяет повысить эффективность проведения технологических процессов. С помощью оперативного сбора и обработки данных по объектам разработки (месторождениям) и внесению их в интегрированную модель с рассчитанными алгоритмами (библиотеками), возможно проводить анализ технологической

системы и получать входные предложения от интегрированной системы по оптимизации того или иного процесса на производстве.

Само понятие интегрированных систем управления, это обобщенный термин, среди различных нефтедобывающих компаний обозначает схожие, но разные понятия: «умных скважин», «цифровых месторождений», «интеллектуальных месторождений», «интеллектуальных систем управления» и т.д.

В основу интегрированного узла «скважина – пласт» лежит трехмерная гидродинамическая модель залежи. В процессе получения фактических даны по дебиту нефти, воды, давления на забое добывающих скважин, модель адаптируется – минимизируется погрешность показателей, рассчитанных по модели с фактическими промысловыми показателями, посредством корректировки функций фазовых проницаемостей и закономерностей распределение ФЕС в объеме моделируемого объекта и степени совершенства скважины.

Качество, получаемых от интегрированной системы, решений обеспечивается взаимодействием баз данных (библиотек) по всем месторождениям с интегрированной моделью, которые позволяют проводить анализ системы и выдавать специалистам предложения по оптимизации.

Необходимо провести анализ современных методов регулирования процессов разработки, основанных на интегрированных системах, которые позволяют развить потенциал базовой добычи.

Системы интеллектуального месторождения используются для моделирования различных сценариев развития ситуации на производстве и предоставляют возможность выбора оптимального решения по оптимизации технологических процессов.

В ООО «Лукойл-Пермь», благодаря использованию интегрированного моделирования, было произведено: формирование оптимальных технологических режимов работы добывающих скважин, обоснование оптимальных уровней отборов по скважинам.

Комплексными задачами являлись: обоснование оптимизационных мероприятий по скважинам; обоснование способа эксплуатации и режима работы скважины после текущего или капитального ремонта.

Для формирования оптимальных технологических режимов работы добывающих скважин были рассчитаны несколько вариантов: базовый, без коэффициента эксплуатации, и с интегрированными мероприятиями (рисунок 13).

Анализируя потери по переходящему фонду и базирясь на плане добычи нефти, принимались решения по проведению мероприятий по компенсации добычи в период длительных остановок скважин. Далее рассчитывались оптимизационные варианты, включающие ГТМ, основанные на актуализации интегрированной модели.

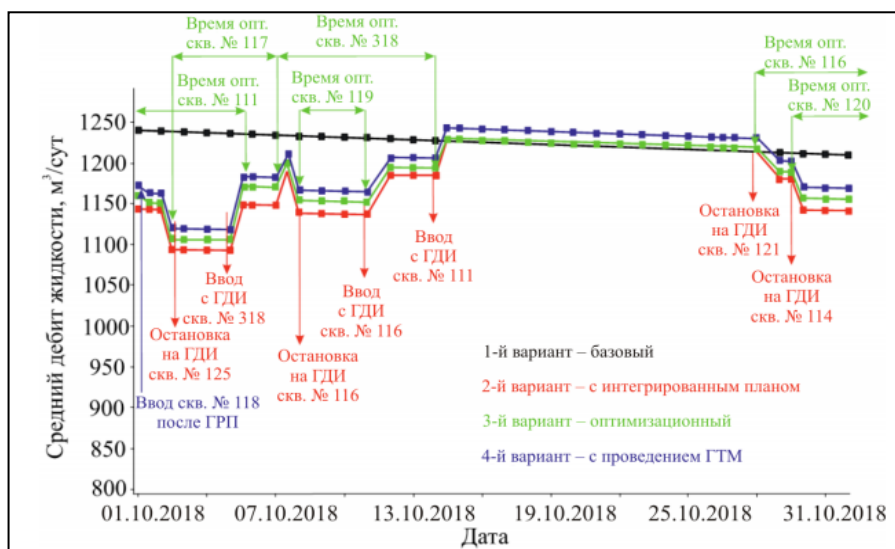


Рисунок 13 – Расчеты отборов жидкости с использованием интегрированного моделирования

Используя гидродинамическую модель и проводя многочисленных расчеты с помощью интегрированного моделирования технологических процессов с увеличенными отборами и контролем динамики изменения дебита, пластового и забойного давлений, были отобраны скважины кандидаты, для проведения мероприятий по оптимизации. Далее выбор кандидатов производится с учетом оценки рисков и результатов комплексного геолого-промыслового анализа разработки эксплуатационного объекта.

Благодаря использованию данного подхода компании удалось подобрать за 2017-2018 год 12 мероприятий с технологическим эффектом в 10,3 тыс. т дополнительной добычи нефти.

Скважины кандидаты для временной оптимизации выбирались из хорошей гидродинамической связи с длительно остановленными скважинами. Наличие взаимовлияния между скважинами, по которым построены интегрированные модели, устанавливалось с использованием гидродинамических моделей. Проводя оптимизацию в данных скважинах, появляется возможность компенсировать потери нефти при остановках скважин на гидродинамические исследования или длительные ремонты. Технологический эффект от временных оптимизаций скважин составил более 5 тыс. т. за 2017-2018 года [21].

Интегрированное моделирование позволило обосновать распределение отборов жидкости, как по площади залежи, так и между объектами при сохранении целевых уровней отбора, за счет использования данных фактической и прогнозной динамики изменения пластового давления. Были выбраны скважины, наиболее подходящие под ППД с созданием энергетического состояния залежи.

Используя данный алгоритм, с 2016 года снизить темп падения пластового давления более чем в 2 раза (рисунок 14).

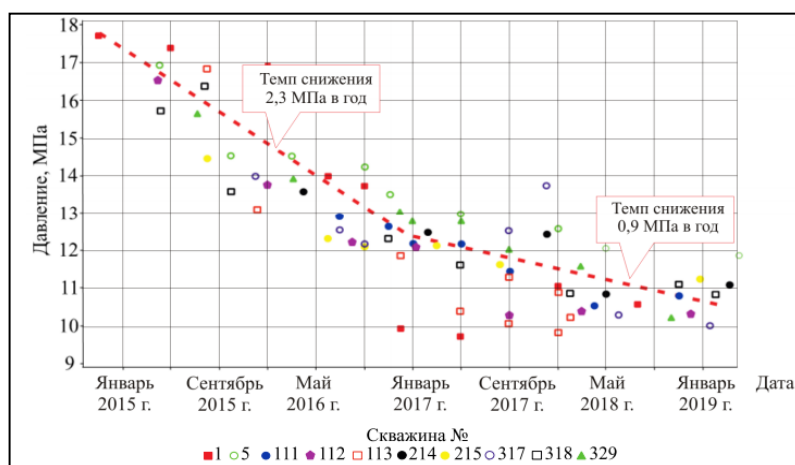


Рисунок 14 – Динамика пластового давления по объекту разработки

Обоснование режимов работы скважины после текущего или капитального ремонта основывалось на использовании гидродинамической модели. По итогам расчетов на ГДМ, был определен оптимальный дебит, обеспечивающий стабильную работу глубинно-насосного оборудования (ГНО). После чего с помощью интегрированного моделирования осуществлялся подбор ГНО под рассчитанный оптимальный дебит и забойное давление с последующим анализом работоспособности оборудования на 3 года вперед. Условиями подбора ГНО с помощью интегрированного моделирования было снижение пластового давления на 10-30 атм., увеличение обводненности на 2-20 %, изменение частоты насоса от 40 до 60 Гц. Результаты оптимальных рабочих точек эксплуатации изображено на рисунке 15.

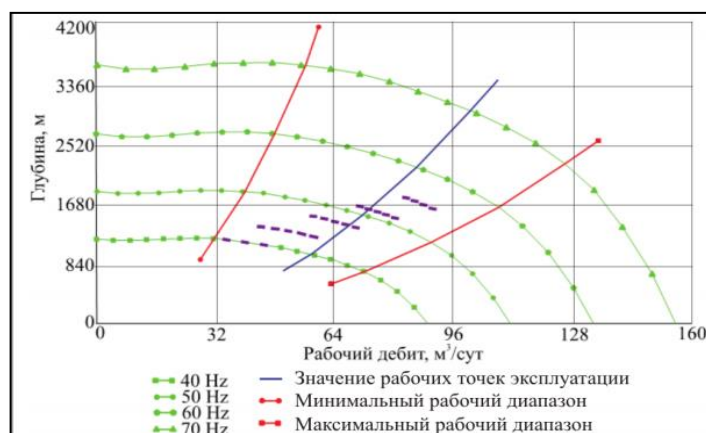


Рисунок 15 – Сопоставление рабочих точек и характеристик насоса при изменении параметров эксплуатации

ООО «Лукойл-Пермь» удалось, посредством внедрения интегрированного моделирования технологических процессов, выполнить план по добычи нефти, подобрать подходящее для режимов работы скважины ГНО, тем самым повысить эффективность эксплуатации фонда добывающих скважин [21].

Альтернативным вариантом использования интегрированного моделирования в нефтегазовом деле может служить пример ПАО «НК «Роснефть». В 2007 году компанией были озвучены проекты по созданию концепции интеллектуальной скважины, которая позволит разрабатывать многопластовые залежи нефти. Для ее реализации была разработана

комплексная программа работ по управлению процессом добычи на участке Приобского месторождения по принципу «от простого к сложному», концепция изображена в таблице 3.

Данный принцип позволил разработать систему постоянного мониторинга и регулирования работы многопластовой скважины, система работает в настоящее время как система ОРД №1 ЭЦН-СИЗ (рисунок 16а).

Таблица 4 – Градация скважин по уровню интеллектуализации

Уровень Интеллектуализации	Скважина		Примечания
	Добывающая	Нагнетательная	
Контролируемые	СИИС: дебит, давление, температура, обводненность	СИИС: расход, давление, температура	СИИС в автономном варианте
Информационные	СИИС с каналом связи		Канал связи «забой-устье»
Информационно управляемые	Управляемые клапаны, канал связи «устье-забой»		Управление по команде с устья
Автоматизированные	ПО автоуправления, задания условия работы		Контур управления «забой-устье-забой»
Автоматические	ПО автоуправления, без вмешательства		Контур управления «забой-забой» контроль по каналу связи
Интеллектуализированные	ПО самообучения, корректировка сверху		Контур управления «забой-устье-забой»
Интеллектуальные	ПО самообучения без вмешательства		Контур управления «забой-забой» контроль по каналу связи

На рисунке 16 приведены примеры двух конфигураций оборудования, применяющихся при ОРЭ. ОРД № 1-ЭЦН-СИЗ (рисунок 16а) служит для непрерывного мониторинга геофизических и технологических параметров работающей скважины с установкой электроцентробежного насоса. Поступающая информация оперативно используется для проведения различных мероприятий без остановки скважин. Уровень интеллектуализации 2 (таблица 4).

Благодаря развитию технологий стали применяться установки, основанные на третьем уровне интеллектуализации (таблица 4). Появилась система ОРД-ЭЦН-ПЭД-ЭЦН-СИЗ (рисунок 16б). Отличительной чертой от первой является использования двух насосных агрегатов с различными

напорами. Данная компоновка позволяет дифференцировать забойные давления на каждый пласт.

Использование данных компоновок позволяет вести постоянные замеры технологических параметров (давлений, температуры, дебита, обводненности) не останавливая скважину, тем самым обеспечивается сокращение потерь нефти, контроль параметров в реальном времени с оперативным принятием решений по оптимизации.

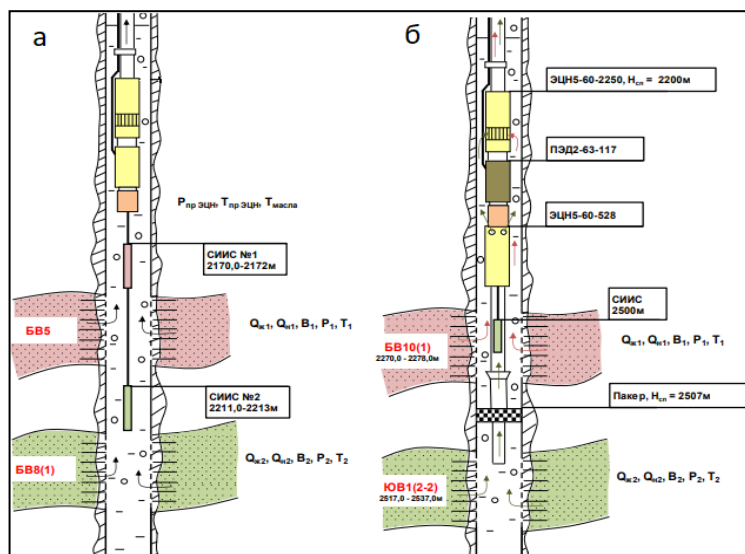


Рисунок 16 – Виды компоновок скважин, применяющихся при одновременно-раздельной добычи нефти

Так как ранее была упомянута технологическая эффективность СИИС, следует рассмотреть сущность данной технологии и идею ее применения. Системы позволяют проводить контроль изменения забойного давления механизированного фонда скважин. Датчики используются для контроля разработки многопластовых объектов в вертикальных и наклонно-направленных скважинах на основе систем мониторинга геофизических параметров совместно эксплуатируемых нефтяных пластов. СИИС подвешиваются под ЭЦН на геофизическом кабеле датчиков либо устанавливаются в кровле каждого из перфорированных пластов стационарных геофизических датчиков [22].

Тем самым датчики позволяют получать в процессе мониторинга разновременные профили изменения по глубине геофизических параметров. Среди СИИС, распределенных по стволу скважины, в настоящее время,

применяются оптоволоконные датчики температуры. Метод термометрии оказался более точный, чем расходомерии. Он позволяет определять интенсивность дифференциальных притоков к стволу скважины. По количественной оценке, профиля притока добывающих и приемистости нагнетательных скважин со сложным окончанием, метод термометрии обладает большей чувствительностью и надежностью.

При мониторинге температурных полей нужно также учитывать, что связанные с интенсивностью работы пластов нестационарные процессы обычно непродолжительны. Их длительность нередко в разы меньше, чем время, необходимое для регистрации профиля температуры по стволу. Применение распределенных по стволу СИИС справляется с этой задачей.

СИИС на основе применения технологии DTS, используют эффект рассеивания – отражения от разных глубин светового сигнала. По стволу скважины спускается оптоволоконный кабель, внутри которого передаются импульсы светового потока с помощью лазера или другого источника света. Типовая схема изображена на рисунке 17. Оптическое волокно является одновременно как распределенным датчиком температуры, так и каналом передачи информации из ствола скважины на поверхность.

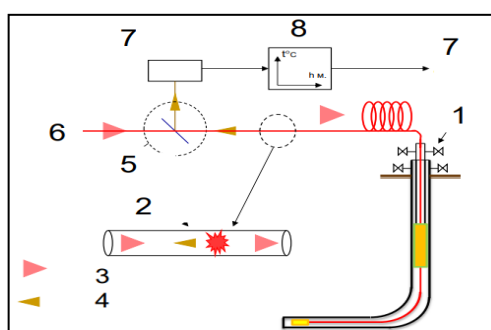


Рисунок 17 – Схема термометрии скважин с применением оптоволоконного датчика температуры: где 1 – устье скважины, 2 – оптическое волокно (ОВС), 3 – прямое лазерное излучение, 4 – эффект обратного излучения, 5 – блок оптической обработки обратного излучения, 6 – лазер, 7 – блок обработки сигнала обратного излучения, 8 – блок обработки и отображения информации.

Технология термометрии основана на природе света, а именно его термозависимости от внешней среды, благодаря которой можно своевременно получать информацию по всей длине ствола скважины.

Прибор-регистратор устанавливается на поверхности и включает в себя следующие блоки: лазерный излучатель, оптические спектральные фильтры и детекторы, специальное программное и математическое обеспечение.

Благодаря использованию СИИС в компании ПАО «Газпром нефть» был проведен мониторинг распределения температур на участке горизонтального ствола скважины (рисунок 18). По рисунку видно, как появляются локальные аномалии, на фоне сглаживания профиля температуры. Это показывает эффект дренирования основных толщин и подключение новых ранее не дренируемых пропластков в работу. Тем самым точно-распределенные по стволу датчики и системы обеспечивают практически непрерывную регистрацию по длине изменяемого параметра, что способствует быстрому реагированию по определению оптимизационных мероприятий.

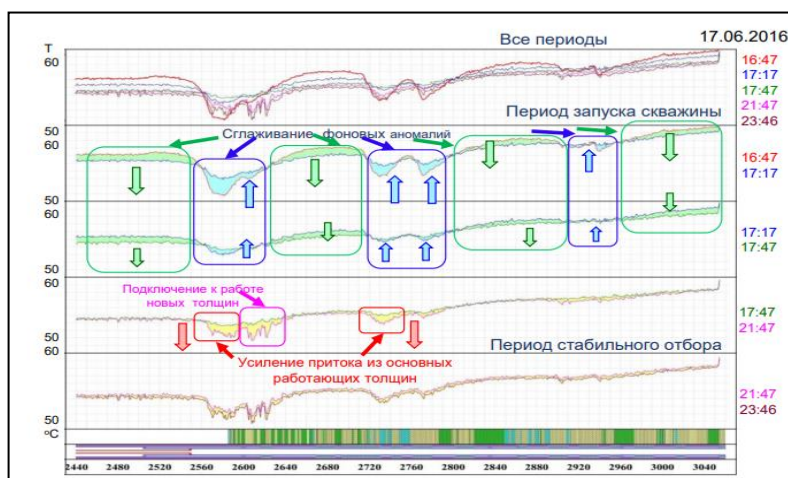


Рисунок 18 – Результаты мониторинга распределения температуры на участке горизонтального ствола при запуске скважины на отбор, шифр кривых – время регистрации профиля температур

Из анализа проведения мониторинга следует, что распределенная оптоволоконная термометрия является эффективным методом контроля профиля притока и приемистости. Ее основное преимущество состоит в возможности обеспечить долговременный непрерывный мониторинг состояния пластов.

3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПО ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Комплексный подход является основополагающим для принятия производственных решений при разработке месторождений, особенно на стадии падения добычи нефти.

Геолого-технологические проблемы, проявляющиеся в большей степени на поздних стадиях разработки, характеризуются ухудшением фильтрационно-емкостных свойств пласта, уменьшением пластового давления, что ведет к отклонению от проектной добычи нефти. Мероприятием по обеспечению максимальной гидродинамической связи по объекту разработки служит уплотнение сетки скважин, позволяющее увеличить темп отбора нефти и охват пласта заводнением, тем самым повысить коэффициент нефтеотдачи пласта.

Так на месторождении А. Титова, благодаря проведению оптимизации сетки горизонтальных скважин, с помощью математических расчетов различных вариаций плотности сетки скважин и длины горизонтального окончания ствола скважин на гидродинамической модели, удалось повысить прирост добычи нефти относительно базового проекта на 16,6 % и увеличить прогнозируемый КИН.

Исследование, производимое автором работ, проводилось в три этапа. Первый этап подразумевал 9 наиболее оптимальных вариантов системы разработки месторождения, а именно бурение горизонтальных скважин с различными расстояниями и длинами горизонтальных окончаний. В дополнение предполагалось бурение выборочных скважин, с целью доизучения строения нижележащих продуктивных пластов месторождения. На втором этапе происходил расчет наиболее перспективного варианта на гидродинамической модели исходя из экономической эффективности варианта, накопленной добычи и фонда скважин. На третьем этапе был произведен анализ просчитанных вариантов с выявлением наиболее выгодного и наименее рискованного.

В следствие, был выбранный, подходящий под геолого-промышленные параметры месторождения, вариант трансформации сетки скважин, который предполагает длительный безводный период работы, низкие темпы обводнения и наиболее высокую рентабельность добычи по сравнению с базовым проектом.

Помимо трансформации сетки скважин, для повышения технологических показателей разработки, следует проводить перевооружение нефтепромыслового оборудования, под изменяющиеся условия эксплуатации, связанные, в основном, с прорывами воды к контурам добывающих скважин и отложениями механических примесей. Оптимизацию осуществляют в основном над компоновкой УЭЦН, благодаря правильному подбору оборудования под изменяющиеся условия эксплуатации. Тем самым, замена одной компоновки насоса на более мощную или более подходящую под условия эксплуатации, позволяет поддерживать заданный темп разработки месторождения.

Так, компанией ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», у которой было запланировано в проектных документах, ежегодное увеличение числа скважин с дополнительными колоннами диаметром 114-120 мм в связи с переходом разработки месторождения на нижележащие горизонты, был произведен замен компоновки УЭЦН 5 габарита на УЭЦН 4-У. Установка данного типа УЭЦН позволила увеличить глубину спуска насоса, уменьшить забойное давление, в следствии чего увеличилась депрессия (на примере скважины №1316). Дополнительный приток нефти после установки насоса укороченного габарита на большую глубину спуска составил 4 т/сут., тем самым увеличив дополнительную добычу нефти на 2471 т., с учетом падения дебита на 26 %.

Вспомогательными мерами по обеспечению непрерывной работы может являться установка оборудования в компоновку насоса, позволяющего увеличить наработку на отказ. Такими приспособлениями являются различного рода фильтры, которые позволяют снизить концентрацию механических примесей и повысить наработку глубинного насосного оборудования.

Для увеличения степени охвата пласта, с целью повышения текущей нефтеотдачи применяют различные оптимизационные мероприятия,

направленные на интенсификацию притока. Зарезка боковых стволов в обсаженных скважинах, которые относятся к малодебитному или бездействующему фонду скважин, позволяет охватить ранее не затронутые разработкой коллектора нефти, тем самым повысить коэффициент продуктивности и увеличить темп разработки месторождения, вывести скважины из бездействующего фонда на рентабельную эксплуатацию. Помимо повышения добычи, проведение перфорации верхней части обводненного пласта-коллектора, позволяет отсрочить приток воды к забою скважины.

На Приобском месторождении с помощью ЗБС удалось понизить обводненность нефти в два раза за 7 лет разработки, повысить накопленную добычу нефти на 6401 тыс. т.

Снижение обводненности скважинной продукции, за счет внедрения в эксплуатацию слабопроницаемых нефтенасыщенных пропластков методом ЗБС целесообразно рассматривать в комплексе с мероприятиями по ограничению притока воды к забоям добывающих скважин. Для контроля над обводненностью следует применять потокоотклоняющие технологии, состав которых подбирается исходя из геологического строения разработки, истории его разработки и изучения опыта применения подобного рода технологии на месторождениях с аналогичным строением.

Благодаря выравниванию профилей приемистости нагнетательных скважин, тем самым регулируя направления потоков в пласте, удается понизить обводненность продукции и увеличить добычу нефти. Так, на Майском месторождении, после применения ПОТ, средний прирост с семи скважин составил 2,64 т/сут. Обводненность уменьшилась более чем в два раза. Следовательно, следует проводить оптимизационные мероприятия по интенсификации нефти в комплексе с мероприятиями по ограничению водопитока к добывающим скважинам, что позволит добиться продолжительного безводного периода и повысить технологические показатели разработки.

Для максимизации эффекта от оптимизации следует внедрять интегрированные системы технологических процессов, которые позволят своевременно принимать решения по проведению того или иного мероприятия.

Используя интегрированное моделирование возможно формирование оптимальных технологических режимов работы скважин, обоснование способа эксплуатации, прогнозирование технологических показателей разработки после применения различного рода ГТМ. Подбор оборудования для эксплуатации скважин также возможно осуществлять с помощью использования интегрированного моделирования, при этом необходимо учитывать геологическое строение залежи, фильтрационно-емкостные свойства и историю разработки месторождения.

Проводя большое количество расчетов с помощью интегрированного моделирования технологических процессов и используя гидродинамическую модель возможно своевременно отобрать скважины, для проведения мероприятий по оптимизации процессов добычи нефти. Так компании «Лукойл-Пермь» удалось подобрать подходящее для режимов работы скважин глубинное насосное оборудование и повысить эффективность эксплуатации фонда добывающих скважин. За 2017-2018 год с использованием интегрированного моделирования было проведено 12 мероприятий с технологическим эффектом в 10,3 тыс. т. дополнительной добычи нефти, удалось снизить темп падения пластового давления с 2016 года более чем в 2 раза.

Использование СИИС в компоновках насоса обеспечивает непрерывную регистрацию изменения параметров по длине скважины, что способствует быстрому реагированию по определению оптимизационных мероприятий. Эксплуатация различных типов компоновок насосов для разработки однопластовых и многопластовых нефтяных месторождений, позволяет вести постоянные замеры технологических параметров, таких как: давлений, температуры, дебита, обводненности. Эксплуатация СИИС без остановки скважин позволяет сократить потери нефти и своевременно контролировать параметры работы скважины в реальном времени.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Селиванову Никите Алексеевичу

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка готовности проекта к коммерциализации
2. Планирование и формирование бюджета исследований	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ. Определение затрат
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка технологической и экономической эффективности
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Оценка ресурсной, и экономической эффективности	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.04.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н., доцент		31.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Селиванов Никита Алексеевич		31.04.2021

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был рассмотрен один из эффективных методов борьбы с механическими примесями, а именно применение дискового скважинного фильтра. Данная технология позволяет улавливать механические примеси во всем объеме сеточных дисков, а не только на поверхности, как у щелевых фильтров.

ФСД состоит из перфорированной трубы и проницаемой цилиндрической насадки, составленной из концентрично установленных на трубе дисков из металлической сетки и обладающей высокой удельной площадью фильтрации. ФСД оснащен предохранительным клапаном, предотвращающим перегрев ПЭД при засорении сеточных дисков. Устанавливается к основанию ПЭД или ТМС посредством уплотнительного узла.

В данном разделе будет рассчитана экономическая эффективность применения фильтра данного исполнения (ФСД) по сравнению с устройством сепарации песка с разбрызгивателем скважинным. Расчет экономической эффективности от внедрения новой технологии будет производиться для одного из месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз». В работе будут рассчитаны эксплуатационные затраты, дополнительная добыча нефти, выручка от реализации нефти и в конечном итоге чистый дисконтированный денежный поток.

4.1 Расчет экономической эффективности

Первоначально произведем расчет затрат на оплату труда работников, занятых ремонтом скважины. В таблице №5 отражен вид технологических операций, необходимый для установки ФСД и нормативное время для выполнения каждой из операций.

Затраты на ремонт бригады КРС:

$$Z_{зп} = t \cdot C, \quad (11)$$

где $Z_{зп}$ – затраты на ремонт бригады КРС, руб.;

t – трудоемкость работ, ч;

C – стоимость 1 бригадо-часа, руб.

Таблица 5 – Наряд задание на проведение ремонта

Вид технологических операций	Норма времени (ч)
1. Переезд подъемного агрегата на скважину	8
2. Разрядка скважины	10
3. Глушение скважины	12
5. Демонтаж устьевого арматуры	1
6. Подъем НКТ и насоса	24
7. Спуск и подъем шаблона	18
8. Промывка скважины	7
9. Опрессовка ЭК на герметичность	1
10. Монтаж сепаратора	2
11. Спуск НКТ и насоса	24
12. Герметизация устья скважины	1
13. ЗР после окончания ремонта	4
Всего	112

$$Z_{\text{зп}} = 112 \cdot 13\,800 = 1\,545\,600 \text{ руб.}$$

Таблица 6 – Эксплуатационные затраты

Статья затрат	Сумма, руб.
ФСД, 1 шт.	377306
Затраты на ремонт бригады КРС	1 545 600
УЭЦН, 1 шт.	2800000
Итого	4 722906

Произведем расчет экономической оценки проекта с учетом прогнозной наработки:

Добыча нефти за прогнозируемую наработку

$$Q_{\text{н.п.н}} = Q_{\text{сут}} \cdot 214, \quad (12)$$

где $Q_{\text{н.п.н}}$ – добыча нефти за прогнозируемую наработку, т.;

$Q_{\text{сут}}$ – добыча за сутки, т.

$$Q_{\text{н.п.н}} = 47 \cdot 214 = 10058 \text{ т.}$$

Выручка от реализации составит:

$$B_{\Gamma} = \Delta Q_{\text{н.п.н}} \cdot Ц_{\Gamma}, \quad (13)$$

где B_{Γ} – выручка от реализации, млн. руб.;

$\Delta Q_{\text{н.п.н}}$ – добыча нефти за прогнозную наработку, т.;

$Ц_{\Gamma}$ – цена предприятия на нефть в году, млн. руб.

$$B_{\Gamma} = 10058 \cdot 25000 = 251,45 \text{ млн. руб.}$$

Текущие затраты:

$$\mathcal{E}_{\Gamma} = C \cdot \Delta Q_{\text{н.п.н}}, \quad (14)$$

где \mathcal{E}_{Γ} – текущие затраты, млн. руб.;

$\Delta Q_{\text{н.п.н}}$ – добыча нефти за прогнозную наработку, т.;

C – себестоимость 1 т. нефти.

$$\mathcal{E}_{\Gamma} = 13000 \cdot 10058 = 130,754 \text{ млн. руб.}$$

Налог на добычу:

$$\text{НДПИ}_{\Gamma} = (x_i \cdot K_{\text{ц}} - D_{\text{м}}) \cdot Q_{\text{н.п.н}}, \quad (15)$$

где НДПИ_{Γ} – годовой налог на добычу полезных ископаемых, млн. руб.

$K_{\text{ц}}$ – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть;

x_i – ставка НДС (919 руб. за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной);

$\Delta Q_{\text{н.п.н}}$ – добыча нефти за прогнозную наработку, т.;

$D_{\text{м}}$ – показатель, характеризующий особенности добычи нефти.

$$K_{\text{ц}} = (Ц - 8) \cdot \frac{P}{252}, \quad (16)$$

где $K_{\text{ц}}$ – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть;

$Ц$ – средний за налоговый период уровень цен нефти сорта "Юралс", выраженного в долларах США, за баррель (февраль 2021 г. – 54,56);

P – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации (февраль 2021 г. – 74,23).

$$K_{\text{ц}} = (54,56 - 8) \cdot \frac{74,23}{252} = 13,715$$

$$D_M = K_{\text{НДПИ}} \cdot K_{\text{Ц}} \cdot (1 - K_{\text{В}} \cdot K_{\text{З}} \cdot K_{\text{Д}} \cdot K_{\text{ДВ}} \cdot K_{\text{КАН}}), \quad (17)$$

где D_M – показатель, характеризующий особенности добычи нефти млн. руб.;

$K_{\text{НДПИ}}$ – равен 559 на период с 1 января 2017 года;

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

$K_{\text{Д}}$ – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти, равный 1;

$K_{\text{ДВ}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья, равный 1;

$K_{\text{В}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр, равный 0,3;

$K_{\text{З}}$ – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр, определяется налогоплательщиком в порядке, равный 0,402;

$K_{\text{КАН}}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти, равный 1.

$$D_M = 559 \cdot 13,715 \cdot (1 - 0,3 \cdot 0,402 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1) = 6742,083 \text{ млн. руб.}$$

Найденные значения $K_{\text{Ц}}$ и D_M подставим в формулу 5 и найдем налог на добычу:

$$\text{НДПИ}_{2020} = (919 \cdot 13,715 - 6742,083) \cdot 10058 = 58,96 \text{ млн. руб.}$$

Налог на прибыль:

$$\text{НП}_{\Gamma} = (B_{\Gamma} - T_{\Gamma}) \cdot 0,2, \quad (18)$$

где НП_{Γ} – налог на прибыль, равный 20 %;

B_{Γ} – годовая выручка от реализации, млн. руб.;

T_{Γ} – годовые текущие затраты млн. руб.

$$\text{НП}_{2020} = (251,45 - 130,754) \cdot 0,2 = 24,14 \text{ млн. руб.}$$

Дисконтированный денежный поток можно определить по формуле:

$$\text{ДДП}_{\Gamma} = \text{НДП}_{\Gamma} \cdot K_{\text{ДГ}}, \quad (19)$$

$$K_{\text{ДГ}} = \frac{1}{(1+E_{\text{H}})^t}, \quad (20)$$

$$\text{НДП}_Г = B_Г - \text{Э}_Г - T_Г - H_Г, \quad (21)$$

где $\text{ДДП}_Г$ – дисконтированный денежный поток, млн. руб.;

$K_{дг}$ – коэффициент дисконтирования;

E_n – ставка дисконтирования, 10;

$\text{НДП}_Г$ – накопленный денежный поток млн. руб.;

$\text{Э}_Г$ – эксплуатационные затраты в организационно-техническое мероприятие в году млн. руб.;

$T_Г$ – годовые текущие затраты млн. руб.;

$H_Г$ – изменение налоговых выплат в году млн. руб.

$$H_Г = \text{НП}_Г + \text{НДПИ}_Г \quad (22)$$

$$K_d = \frac{1}{(1+0,10)^1} = 0,9 \text{ д. ед.}$$

$$H_{2020} = 24,14 + 58,96 = 83,1 \text{ млн. руб.}$$

$$\text{НДП}_{2020} = 251,45 - 4,722906 - 130,754 - 83,1 = 32,873 \text{ млн. руб.}$$

$$\text{ДДП}_{2020} = 32,873 \cdot 0,9 = 29,586 \text{ млн. руб.}$$

Таблица 7 – Расчет показателей экономической эффективности предлагаемого технологического решения

№	Показатели	Величина
1	Эксплуатационные затраты, руб.	4 722906
2	Добыча нефти, т.	10058
3	Выручка от реализации нефти, руб.	251 450000
4	Текущие затраты, руб.	130 754 000
5	Налоги, руб.	83 100 000
5.1	На добычу нефти, руб.	58 960 000
5.2	Налог на прибыль, руб.	24 140 000
6	Накопленный денежный поток, руб.	32 873 000
7	Коэффициент дисконтирования, д. ед.	0,9
8	Дисконтированный денежный поток, руб.	29 586 000

Произведем сравнение экономической эффективностью с уже ранее просчитанной технологией использования УСПШ на месторождении ООО «РН–

Юганскнефтегаз». Произведем расчет абсолютного изменения в добычи нефти и в чистой прибыли предприятия после использования новой технологии.

Таблица 8 – Результаты расчетов экономической эффективности

Показатели	УСПШ	ФСД	Изменение	
			Абсолютное значение	%
Объем добычи нефти, т.	6 674	10058	3 384	50,7
Эксплуатационные затраты, руб.	4 660 000	4 722906	62 906	1,3
Чистая прибыль, руб.	22 734 765,8	29 586 000	6 851 234,2	30,1

Вывод:

В данном разделе была оценена технологическая и экономическая эффективность от применения технологического решения установки ФСД.

Благодаря применению ФСД дополнительная добыча нефти составила 3384 т., что в процентном соотношении составляет 50,7 %. Затраты на применение новой технологии незначительно увеличились на 1,3 % относительно УСПШ. Рассчитанная чистая прибыль значительно увеличилась на 30,1 %.

Экономическая и технологическая эффективность от установки фильтра скважинного дискового превышает эффективность УСПШ, следовательно, рекомендуется к применению на месторождении компании ООО «РН-Юганскнефтегаз».

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Селиванову Никите Алексеевичу

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

Тема ВКР:

Оптимизация технологических показателей при разработке нефтяных месторождений на стадии падения добычи нефти	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Объект исследования: технологические процессы на стадии падения добычи нефти. Область применения: нефтяные месторождения (нефтяные скважины)
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. 	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 09.03.2021); ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования; ГОСТ Р ИСО 6385-2007. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем; ГОСТ 23000-78. Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования; Федеральный закон об основах охраны труда в РФ № 181-ФЗ от 17.07.1999 (в редакции. Федеральных законов от 09.05.2005. Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов	Рассмотрение источников опасных и вредных факторов.

<p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Превышение уровней шума и вибрации; – Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; – Недостаточное освещение рабочей зоны. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Аппараты и сосуды под давлением; – Опасности при монтаже (демонтаже) производственного оборудования. Подвижные части производственного оборудования.
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>На атмосферу влияют выбрасываемые загрязняющие вещества: углеводороды, оксид азота, оксид углерода, диоксид серы, сажа, различные виды пыли.</p> <p>На гидросферу влияют: разливы попутных вод, извлекаемых из продуктивных пластов на поверхность с нефтью, аварийные утечки из водопроводов и нефтепроводов.</p> <p>На литосферу влияют: проливы нефти при проведении различных технических и технологических операций, разгерметизация устьевого оборудования, протечки трубопроводов.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможными ЧС являются: нарушение герметичности и разрушение корпусов элементов, фланцевых соединений, отрыв штуцера, разрыв сварного шва, прокладка.</p> <p>Наиболее типичные ЧС: ГНВП в добывающих скважинах.</p>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Селиванов Никита Алексеевич		31.03.2021

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В соответствии с выбранной темой ВКР, а именно «Оптимизацией технологических показателей при разработке нефтяных месторождений на стадии падения добычи нефти», исследование с точки зрения социальной ответственности будет проводиться по тематике эксплуатации опасных производственных объектов. Будет произведен анализ вопросов социальной направленности и негативных воздействий на человека и окружающую среду в процессе проведения технологических операций специалистом добычи на кустовой площадке. Анализ социальной ответственности будет сосредоточен на выявлении причин возникновения опасных и вредных факторов, борьбе с их проявлением, решениями по подбору оптимальных средств защиты при проведении опасных работ.

Сущность работ на месторождении заключается в выполнении следующих технологических операций: операции, направленные на регулирование режимов работы скважин, контроль технологических показателей добычи и расходов жидкости, обслуживанию, монтажу и демонтажу технологического оборудования.

Работы, производятся круглогодично на кустовых площадках на открытом воздухе, относятся к числу опасных и вредных для здоровья трудящихся, а значит должны предусматривать льготы и различные компенсации за ущерб здоровью. К этому относятся такие вещи как: режим рабочего времени трудящегося, нормирование труда, особенности страхового и пенсионного страхования, данные вопросы должны рассматриваться в первую очередь, так как являются наиболее важными.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Чтобы ответить на вопросы обеспечения безопасности специалиста первоначально стоит затронуть основной документ трудового законодательства, а именно трудовой кодекс, цель которого заключается в установлении государственных гарантий трудовых прав и свобод граждан, создания

благоприятных условий труда, защиты прав и интересов работников и работодателей.

Работы по оптимизации технологических показателей в основном проводятся на промысле, а значит, регулируются статьями 297-302, главы №47, Трудового кодекса РФ [1], а именно «Особенностями регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. В статьях описывается допустимое количество рабочего времени на вахте и ее срок, режимы труда и отдыха, компенсации в виде надбавок. Работа в районах крайнего севера, регулируется главой №50 трудового кодекса РФ, статьями 313-327. Статьи описывают дополнительную надбавку к оплате труда в виде коэффициента к заработной плате, гарантии медицинского обеспечения и прочее.

Производить контроль работы оборудования необходимо безостановочно, поэтому работы организуются в 2 смены по 12 часов. Рабочая смена оператора не должна превышать более 12 часов.

Так как технологические операции проводятся стоя, они должны регулироваться правовым документом, а именно ГОСТ 12.2.033-78 [2], в котором прописывают высоту рабочей поверхности при организации рабочего места для различных категорий работ.

Для организации работы рабочего с нефтегазопромысловым оборудованием оно должно отвечать определенным требованиям. А именно, в конструкцию оборудования должны входить определенные защитные средства и должно обеспечиваться удобство рабочих условий труда.

Для эффективного выполнения обязанностей и комфортных условий работы персонала при выполнении рабочих процессов, базовым стандартом регулирования эргономики подхода служит ГОСТ Р ИСО 6385-2007 [3].

5.2 Производственная безопасность

Рабочий, при выполнении определенных процессов на промысле, находится в области влияния вредных и опасных факторов. Факторы должны быть выявлены и устранены, либо же уменьшены благодаря средствам защиты.

Рабочая зона работника должна быть утроена так, чтобы влияние вредных и опасных факторов было сведено к минимуму.

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» опасные и вредные факторы представлены в виде таблицы для характерных условий труда [4].

Таблица 9 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработ ка	Изготовлен ие	Эксплуатац ия	
1) Превышение уровней шума и вибрации;	–	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности[5];
2) Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;	–	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [6]; ГОСТ 12.4.011-89. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.[7]
3) Недостаточное освещение рабочей зоны;	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [11]; ВСН34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности. [14]
4) Аппараты и сосуды под давлением.	–	+	+	ГОСТ Р 52630-2012. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.[10]
5) Опасности при монтаже (демонтаже) производственного оборудования.	–	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;[9] ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [8]

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

1. Превышение уровня шума и вибрации

При оптимизации технологических показателей разработки на месторождении проводятся различные виды работ, такие как ПРС, КРС, ГРП, и т.п. Большое количество транспортных средств и агрегатов участвуют в этих процессах. Работа двигателей машин, насосного оборудования также является источником шума и вибрации.

Повышенные значений шума и вибрации влияют на функциональное состояние человека, возможно образование профессионального заболевания – глухоты. При длительном воздействии шума на человека появляется эмоциональная нестабильность, происходит ухудшение функционирования сердечно-сосудистой системы. Шум может вызывать стрессовую ситуацию для организма человека, что, в конечном счете, приведет к бессоннице, нервозности или сонливости.

Исходя из ГОСТ 12.01.003-83 [12], показатель уровня шума при проведении работ не должен превышать 80 дБ.

Таблица 10 – Предельно допустимые уровни звукового давления

Вид трудовой деятельности, рабочего места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц.									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБ А)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах на территории предприятия	107	95	87	82	78	75	73	71	89	80

Если говорить о вибрации, то ГОСТ 24346-80 [22], регламентирует данный показатель не более 92 дБ.

Для борьбы с данными вредными факторами применяются комплексные целевые программы, включающие в себя снижение шума в самом источнике и на путях распространения, также ведется планировка производственных

объектов и технологических установок, производится обеспечение работников средствами индивидуальной защиты, такими как антифоны (противошумы), наушники. Также необходимо проводить планирование времени работы и отдыха рабочих. Для борьбы с вибрацией необходимо производить профилактический осмотр и ремонт технического оборудования, подтягивание ослабевших соединений, смазывание вращающихся деталей.

2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

Данный фактор проявляется в связи с работой большого количества техники на месторождении. Нефтепромысловый транспорт в условиях работы в песочной среде, на кустовых площадках, поднимает в воздух большое количество мелких песчаных частиц, пыли. В дополнении к этому при работе двигателей выделяется большое количество газов.

Предельно допустимые концентрации веществ исходя из ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [6] представлены ниже.

Таблица 11 – Предельно допустимые концентрации веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO ₂	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO ₂	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

Необходимо повсеместно производить контроль воздушной среды с помощью газоанализаторов, таких как СГГ (сигнализатор горючих газов), применяемый для определения до взрывоопасных концентраций многокомпонентных воздушных смесей. Помимо этого, требуется проверять герметизацию нефтегазопромыслового оборудования, применять средства защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или же марлевых повязок.

3. Недостаточное освещение рабочей зоны.

Оператор, повсеместно перемещается от одного куста к другому, совершает многократные подъемы на площадки наблюдения, выполняет стандартные операционные процедуры, как в дневное, так и в ночное время работы. Например, если произошла какого-то рода неполадка работы скважины. Следовательно, происходит нужда в освещении, осуществляемая посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещения и безопасных условий трудовой деятельности, устанавливаются нормы освещенности нефтегазовых объектов.

Таблица 12 – рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности

Прожектор	Лампа	Максимальная сила света, ккд
ПЗС – 45	Г220 – 1000	130
	ДРЛ – 700	30
ПЗС - 35	Г220 – 500	50

4. Аппараты и сосуды под давлением.

Высокой уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах может привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам. Для предотвращения возникновения подобных ситуаций на промысле применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, непосредственно отвечающую за контроль давления.

5. Опасности при монтаже (демонтаже) производственного оборудования. Подвижные части производственного оборудования.

В процессе обвязки устья скважины или же монтажа (демонтажа) различных видов мономеров, фланцев и других технических приспособлении требуется применять противовыбросовое оборудование, обратные клапаны с целью регулирования повышения давления.

Работы по ремонту и замене оборудования, должны осуществляться по наряду-допуску с исправными средствами индивидуальной защиты.

При монтаже и демонтаже оборудования должны применяться меры против самопроизвольного вращения механизмов или пуска их в действие. На пусковых устройствах должны вывешиваться знаки безопасности: «НЕ ВЛЮЧАТЬ! РАБОТАЮТ ЛЮДИ!». При работе на высоте более 1,5 метров и выше рабочие должны применять каски [15].

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

Для защиты от вредных и опасных факторов рабочего на промысле, его оснащают спецодеждой и спецобувью. Спецодежда и спецобувь должны обладать термозащитными свойствами и воздухопроницаемостью.

В соответствии со сборником норм выдачи специальной одежды и специальной обуви и др. СИЗ ООО «НГД», утв. 04.10.2000 г., оператору по добыче нефти и газа положено следующее:

Таблица 13 – Список СИЗ специалиста ДНГ

№	Наименование спец. одежды, спец. обуви	Обозначения	Срок носки (месяцы)
1	Костюм мужской летний для защиты от нефти, нефтепродуктов и кровососущих насекомых	ТУ 17-08-170-83 Тип Б	12
2	Костюм х/б или костюм противоэнцефалитный	ГОСТ 12.4.038-78 ТУ 5584-84	12
3	Плащ мужской для защиты от воды	ГОСТ 12.4.134-83	36
4	Костюм из термостойкого и антистатического материала		Дежурный
5	Рукавицы специальные (брезентовые) При работе на газовой скважине	ГОСТ 12.4.010-75 тип Б, В, Г	2 15 дней
6	Сапоги юфтевые с кирзовыми голенищами на маслонетгестойкой резиновой подошве	ГОСТ 12.4.137.84	12
7	Сапоги резиновые рыбацкие	ГОСТ 5375-79	18
8	Костюм мужской для защиты от пониженных температур	ГОСТ 12.4.084-80 тип Б	18
9	Рукавицы нефтеморозостойкие	ТУ 38-106257-74	1
10	Сапоги юфтевые	ТУ 1706111-85	18
11	Маска защитная для лица		12
12	Полушубок		48
13	Шапка-ушанка		24
14	Меховые рукавицы		12
15	Рукавицы ватные		1
16	Обувь валяная		12

Оборудования кустовых площадок должно быть заземлено. Также применяют автоматические предохранители, изоляционные материалы, указатели напряжения тока. Для борьбы с вибрацией используют звукопоглощающие материалы, глушители, смазывают подвижные узлы механизмов.

5.3 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

Перечень основных загрязняющих атмосферу веществ и их предельно допустимая концентрация представлены в таблице 14 (приложение А).

С целью максимального сокращения объема выбросов вредных веществ в атмосферу предпринимают следующие мероприятия: при проведении различных СПО используют противовыбросовое оборудование; проводят полную герметизацию оборудования с установкой предохранительных клапанов; в случаях аварийной ситуации производят откачку нефти в дренажную емкость; предварительно производят апробацию оборудования и трубопроводы на прочность и герметичность.

Защита гидросферы

Основными причинами загрязнения поверхностных и подземных вод являются: разливы попутных вод, извлекаемых из продуктивных пластов на поверхность с нефтью с высоким содержанием минеральных солей; аварийные утечки из водопроводов и нефтепроводов, из-за которых происходит поступление загрязняющих веществ.

При нагнетании воды в пласт, её качество определяется ОСТ 39-255-88 [16].

С целью охраны подземных вод от загрязнения и истощения в процессе эксплуатации месторождения следует производить следующий комплекс мероприятий: производить учёт всех фактических источников загрязнения в районе месторождения и прилегающей к нему территории, и их последующей ликвидации;

Организовывать отвод поверхностных дождевых (талых) вод путём строительства площадок с системой канализации (ёмкости для сбора дождевых (талых) вод с площадок эксплуатационных скважин);

Устанавливать устройства защитной гидроизоляции подземных емкостей.

С целью защиты подземных горизонтов от загрязнения при эксплуатации месторождения рекомендуется предусмотреть: наблюдательные контрольные скважины и производить контроль качества подземных вод в течение всего периода эксплуатации месторождения. Контроль включает гидрогеологическое изучение разреза до источников пресных вод и определение границ их распространения.

Защита литосферы

В процессе проведения различных технических и технологических процессов на кустовых площадках негативное воздействие на почву оказывают в основном проливы нефти и нефтепродуктов, которые образуются при авариях, разгерметизация устьевого оборудования, протечки трубопроводов.

Допустимая норма загрязнения почвы нефтепродуктами регулируется в соответствии с СанПиН 2.1.7.1287-03 [17], где «допустимая» категория загрязнения от 1 до 2 ПДК (300-600 мг/кг).

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды рекомендуется автоматическое отключение насосов, перекачивающих нефть, при падении давления в трубопроводе и установка запорной арматуры для отключения участка трубопровода в случае его прорыва. В случае аварийной ситуации для локализации разливов устанавливают барьеры из земли с устройствами защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью. Локализацию больших объемов разлитой нефти проводят с помощью траншей. По периметру куста предусматривается обвалование, для сбора возможных утечек сальников фонтанной арматуры, со сбросом в дренажную емкость с дальнейшей закачкой в систему сбора.

Ликвидация источников разлива нефти происходит следующим образом: производится оценка объема разлитой нефти и оценка способов ликвидации разлива, после разлив локализуется для предотвращения его дальнейшего распространения, нефть собирается и вывозится на ближайший пункт утилизации.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее часто встречающимися чрезвычайными ситуациями служат: нарушение герметичности и разрушение корпусов элементов; разрывы трубопроводов, фланцевых соединений, отрыв штуцера, разрыв сварного шва, прокладки. В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем.

Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

Самая распространенная чрезвычайная ситуация – это ГНВП. В результате него происходит выброс нефтепродуктов, промысловых жидкостей, буровых растворов.

Мероприятием по предупреждению ГНВП: установка противовыбросового оборудования, автоматической газокаротажной станции, установка клапана-отсекателя. Непосредственно должен производиться мониторинг циркуляции раствора на устье и уровня в приемных емкостях.

Ликвидация ГНВП проводится ступенчатой задавкой: непрерывной или двухстадийной задавкой скважины. Непрерывная задавка – после герметизации устья производят закачку с постепенным увеличением плотности до требуемой. Двухстадийная задавка начинается с промывки скважины имеющимся раствором до выравнивания его параметров. После чего промывку прекращают, устье герметизируют, плотность раствора увеличивают и закачивают в скважину.

Выводы:

Практическая значимость раздела социальной части состоит в рассмотрении вопросов, связанных с правовыми и организационными моментами обеспечения безопасности при выполнении работ на кустовых площадках, анализу опасных и вредных факторов влияющих на рабочего при выполнении стандартных операционных процедур, таких как регулирование работы скважины, замена оборудования и т.п. Описаны возможные источники возникновения данных факторов вместе с мерами по снижению их воздействия на рабочего и окружающую среду. Мероприятия осуществляются посредством применения СИЗ для рабочего и дополнительных сооружений для защиты окружающей среды. Вместе с этим были рассмотрены предполагаемые источники загрязнения окружающей среды с дальнейшими решениями по обеспечению экологической безопасности атмосферы, гидросферы и литосферы.

В дальнейшем была рассмотрена наиболее часто встречающаяся ситуация на промысле – ГНВП, в результате которой происходит выброс нефтепродуктов и бурового раствора. Указан источник возникновения и меры по предупреждению и устранения. Разработан порядок действий по ликвидации с помощью ступенчатой задавки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Мероприятия по оптимизации технологических показателей разработки необходимо производить на поздних стадиях разработки месторождений, на которых наблюдается значительное падения добычи нефти, увеличение обводненности, падение пластового давления, что приводит к осложнениям добычи нефти. Для достижения проектного коэффициента извлечения нефти, в современное время, нефтедобывающие компании производят различные геолого-технические мероприятия по интенсификации добычи.

Комплекс технологий: уплотнение сетки скважин, зарезка боковых стволов, применение потокоотклоняющих технологий, позволяют контролировать обводненность продукции скважин, выровнять профиля приемистости скважин, вывести разработку малодебитных и бездействующих фондов скважин на рентабельные уровни эксплуатации.

Мониторинг разработки, в современное время, производят непрерывно считывающими стационарными информационно-измерительными приборами, спускаемыми в ствол скважины, для наиболее точного и быстрого реагирования на изменяющиеся условия работы скважины.

Подбор ГТМ и регулирование процесса разработки целесообразно производить с помощью передовых методов, включающих в себя использование интегрированно моделирования и гидродинамических моделей месторождений.

Рекомендуется следующий комплекс мероприятий по оптимизации технологических показателей разработки нефтяных месторождений на стадии падения добычи:

- 1) Первоначально должна быть проведена программа доразведки и прироста запасов в рамках месторождения с проведением геологоразведочных работ.

- 2) По полученным достоверным данным должна быть составлена уточненная модель месторождения, с проведением геофизических и

гидродинамических исследований. Составляется уточненная гидродинамическая модель месторождения.

3) Принятие решения о проведении оптимальных ГТМ, подобранных с помощью интегрированного моделирования на основе характеристики залежи и извлекаемого флюида.

4) В последствие следует своевременно проводить мониторинг и регулирование технологических показателей, используя передовые методы, в том числе СИИС, чтобы достичь прописанного проектной документацией коэффициента извлечения нефти.

Применение геолого-технических мероприятий, описанных в работе, является экономически целесообразным методом оптимизации технологических показателей разработки.

Помимо этого, были рассмотрены требования производственной безопасности при проведении работ на кустовых площадках, произведен анализ опасных и вредных факторов и рекомендованы мероприятия по снижению их воздействия на человека и окружающую среду.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лысенко В. Д. Оптимизация разработки нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко. – М.: Недра, 1991.– 296с.
2. Оптимизация разработки месторождений на стадии падения добычи нефти на примере месторождения Каракудук [Электронный ресурс]. – URL: <https://neftegaz.ru/science/development/331765-optimizatsiya-razrabotki-mestorozhdeniy-na-stadii-padeniya-dobychi-nefti-na-primere-mestorozhdeniya/> (дата обращения: 20.04.2021).
3. Игошева А.А. Обзор динамики и структуры фонда нефтяных скважин в России // Инновационная наука. – 2018.– №11.– С.71-74.
4. Анализ результатов применения гидроразрыва пласта в скважинах, вскрывших пласты с высокой вязкостью нефти [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2013/geol/003.pdf/> (дата обращения: 25.05.2021).
5. Кубрак М.Г. Выбор оптимальной глубины спуска дополнительной эксплуатационной колонны // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011.– №3.– С.191-201.
6. Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. / М.Л. Сургучев. – М.:Недра.– 1968.– 301с.
7. Пупченко И.Н. Опыт внедрения модуля «Мониторинг обводненности добываемой продукции» программного комплекса «Мониторинг разработки месторождений» ПК «МРМ» в ОАО «Самаранефтегаз» // Инженерная практика. – 2015.– № 970.– С.114-117.
8. Фаттахова Л.В. Применение расходомерии в нагнетательных скважинах на примере приобского месторождения / Л.В. Фаттахова, Д.В. Пакаев, А.М. Диваев // Журнал «Нефтегазовое дело». – 2014.– №2.– С.28-33.
9. Разживин Д.А. Решение оптимизационных задач, способов и методовразработки на основе трехмерной геолого-гидродинамической модели / Д.А.Разживин, А.В. Насыбуллин, А.Р. Фазлыева // Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий

нефтеизвлечения: Труды науч.- практич. конф., посвящ. 10-летию АНРТ. – 2002. – С.91- 99.

10. Tureyen, O.I., Karacali, O., Caers, J. A. Parallel, Multiscale Approach to Reservoir Modeling // 9th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, 30 August - 2 September 2004. – Cannes, France.

11. Разработка методов регулирования газового и водогазового воздействия [Электронный ресурс]. – URL: <https://neftegaz.ru/science/development/332306-razrabotka-metodov-regulirovaniya-gazovogo-i-vodogazovogo-vozdeystviya/> (дата обращения: 24.04.2021).

12. Ипатов А.И. Разработка и внедрение дистанционной системы интеллектуального глубинного гидродинамико-геофизического мониторинга эксплуатационного фонда скважин/ А.И. Ипатов, М.И. Кремнецкий, А.А. Пустовских, И.С. Каешков // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2019. – № 4(14). – С. 38-47.

13. Рябец. Д.А. Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на объекте БС₈ Западно-Малобалыкского месторождения / Д.А. Рябец, В.В. Бескурский, Л.С. Бриллиант, А.С. Завьялов, Д.В. Горбунова, Е.А. Симаков // Деловой журнал Neftegaz.ru – 2019.– № 6(90). – С. 92-98.

14. Жуков А.А. Повышение эффективности разработки месторождения им. А. Титова путем трансформации проектной сетки скважин // XVIII научно-практическая конференция «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». – 2018. – С.14.

15. Тимчук А.С. Определение эффективных систем и технологий разработки крупных залежей в юрских отложениях (на примере Хохряковского и Ершового месторождений). // Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. «Тюменский государственный нефтегазовый университет». – Тюмень, 2007.

16. Заирбеков А.В., Шамсутдинов Н.Р. Эксплуатация скважин установками электроцентробежных насосов габарита 4-У с дополнительным

модулем смещения // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2017. - № 1(3). – С. 70-73.

17. Лутошкин Е.П. Анализ ЗБС на Приобском месторождении [Электронный ресурс] – URL: <https://almanahpedagoga.ru/servisy/publik/publ?id=37929> (дата обращения: 26.04.2021).

18. Эпов И.Н., Зотова О.П. Потокоотклоняющие технологии как метод увеличения нефтеотдачи в России и за рубежом // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 12-4. – С. 806-810.

19. Мавлиев А.Р. Обоснование объемов закачки потокоотклоняющих композиций в нагнетательные скважины/ А.Р. Мавлиев, М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов // Записки Горного института. – 2011. – Т. 189. – С. 182-186.

20. Валиев И. Н. Эффективность применения потокоотклоняющих технологий в нагнетательных скважинах / И. Н. Валиев // Проблемы геологии и освоения недр : труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией, Томск, 6-10 апреля 2015 г. : в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ. – 2015. – Т. 2. – С. 57-59.

21. Филиппов Е.В. Применение интегрированного моделирования в нефтегазовой отрасли/ Е.В. Филиппов, Г. Н. Чумаков, И. Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев // Недропользование. – 2020. – Т. 20. – № 4. – С. 386-400.

22. Итапов А.И. Стационарный мониторинг геофизических параметров при контроле разработки месторождений. Возможности, проблемы и перспективы использования / А.И. Итапов, М.И. Кременецкий, И.С. Каешков, А.В. Буянов // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – № 2(21). – С. 12.

23. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 09.03.2021).

24. ОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

25. ГОСТРИСО6385-2007. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
26. ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
27. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
28. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
29. ГОСТ 12.4.011-89. ССТБ. Средства защиты рабочих. Общее требования и классификация.
30. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
31. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
32. ГОСТ Р 52630-2012. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.
33. СП 52.13330. 2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
34. ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
35. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения.
36. ВСН34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.
37. Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
38. ОСТ 39-255-88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение фильтрационной характеристики и водовосприимчивостинизкопроницаемых пород-коллекторов в пластовых условиях.
39. СанПиН 2.1.7.1287-03 «Оценка степени загрязнения почвы».

Приложение А

Таблица 14 – Перечень предельно-допустимых концентраций и ориентировочно безопасных уровней воздействия загрязняющих веществ от существующих источников в атмосферном воздухе

Выбрасываемые загрязняющие вещества	Класс опасности	ПДК с.с., мг/м³	ОБУВ мг/м³
Углеводороды (ПО метану)	4	-	50,0
Оксид азота	3	0,06	-
Оксид углерода	4	3,0	-
Диоксид серы	3	0,05	-
Сажа	3	0,05	-
Марганец и соединения	2	0,001	-
Соединения кремния	4	0,02	-
Пыль металлическая	3	0,15	-
Пыль абразивная	4	-	0,04
Азота диоксид	2	0,04	-
Бенз(а)пирон	1	0,000006	-
СН пред. С1-С5	4	-	50
СН пред. С6-С10	4	-	30
Бензол	2	0,1	-
Толуол	3	0,6	-
Ксилол	3	0,2	-
Фтористый водород	2	0,005	-
Железа оксид	3	0,04	-
Мазутная зола	2	0,002	-