

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СИСТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ПЛАСТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.43(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Сытникова Софья Андреевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		

Консультант

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	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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 <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>
--

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Сытниковой Софье Андреевне

Тема работы:

Комплексный анализ влияния систем заводнения на энергетическое состояние пласта при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-119/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020
--	------------

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	Энергетические характеристики залежей. Влияние показателей продуктивных пластов на энергетическое состояние. Анализ влияния компенсации. Анализ влияния геологических условий пласта на систему заводнения. Анализ реализации принятых систем разработки с заводнением на месторождениях Западной Сибири. Обзор современного состояния методов контроля разработки и регулирования систем заводнения нефтяных месторождений. Автоматизация системы сопровождения, контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений заводнением.

	Обзор методов анализа эффективности системы заводнения. Методика повышения эффективности реализуемой системы заводнения. Расчет экономической эффективности от внедрения мероприятий регулирования заводнения посредством выделения зон недокомпенсации и перекомпенсации. Расчет себестоимости добычи нефти от внедрения мероприятий регулирования заводнения. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. Анализ вредных производственных факторов. Анализ опасных производственных факторов. Охрана окружающей среды. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Анализ энергетических характеристик продуктивных пластов нефтяных месторождений	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Анализ эффективности применения методов контроля разработки и регулирования систем заводнения нефтяных месторождений	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Современные методы оптимизации системы заводнения нефтяных месторождений	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

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

Анализ энергетических характеристик продуктивных пластов нефтяных месторождений
Анализ эффективности применения методов контроля разработки и регулирования систем заводнения нефтяных месторождений
Современные методы оптимизации системы заводнения нефтяных месторождений
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		29.02.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Сытникова Софья Андреевна		

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
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.03.2020	Анализ энергетических характеристик продуктивных пластов нефтяных месторождений.	25
30.03.2020	Анализ эффективности применения методов контроля разработки и регулирования систем заводнения нефтяных месторождений.	25
10.04.2020	Современные методы оптимизации системы заводнения нефтяных месторождений.	30
30.04.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
15.05.2020	Социальная ответственность.	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к. т. н.		

Консультант

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обозначения, определения и сокращения

- ТРИЗ** – трудноизвлекаемые запасы;
- ППД** – поддержание пластового давления;
- УВ** – углеводороды;
- ВНК** – водонефтяной контакт;
- ГВК** – газовойдяной контакт;
- ГПД** – гидростатическое пластовое давление;
- СГПД** – сверхгидростатическое пластовое давление;
- МГПД** – пластовое давление меньше гидростатического;
- ОПЗ** – обработка призабойной зоны;
- ВГВ** – водогазовое воздействие;
- МУН** – методы увеличения нефтеотдачи;
- ВНЗ** – водонефтяная зона;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- КНС** – кустовая насосная станция;
- ИНФП** – изменение направления фильтрационных потоков;
- КИН** – коэффициент извлечения нефти;
- РИР** – ремонтно-изоляционные работы;
- ТИ** – технологическая инструкция;
- ГРП** – гидравлический разрыв пласта;
- ГТМ** – геолого-технические мероприятия;
- МПАК** – мобильный программно-аппаратный комплекс;
- ГНК** – газонефтяной контакт;
- НФС** – низкое фильтрационное сопротивление;
- ПК** – программный комплекс;
- ГИС** – геоинформационная система;
- ПГИ** – промыслово-геофизические исследования;
- РИГИС** – результаты интерпретации геофизических исследований скважин;
- ВИР** – водоизоляционные работы;
- ОВР** – ограничение водопритока;

КПД – коэффициент полезного действия;

ПАО – публичное акционерное общество;

ЗАО – закрытое акционерное общество;

ФОП – фонд оплаты труда;

ППП – промышленно-производственный персонал;

ОПФ – основной производственный фонд;

ОПФ – опасный производственный фактор;

ВПФ – вредный производственный фактор;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ЗУ – замерная установка;

УПН – установка подготовки нефти;

ЧС – чрезвычайные ситуации;

НФС – низкое фильтрационное сопротивление.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 127 страниц, в том числе 20 рисунков, 3 таблицы. Список используемых источников включает 28 источников. Работа содержит 6 приложений.

Ключевые слова: система заводнения, зоны недокомпенсации и перекомпенсации, энергетическое состояние пласта, пластовые давление и температура.

Объектом исследования являются зоны недокомпенсации и перекомпенсации, возникающие при неверно проведенном заводнении нефтяных месторождений, с целью улучшения его энергетических характеристик.

Цель исследования – анализ организации и регулирования применяемых систем заводнения на месторождениях Западной Сибири, посредством выделения зон недокомпенсации и перекомпенсации для повышения выработки запасов нефти.

В процессе исследования была подробно рассмотрена классификация систем заводнения. Проведен анализ условий, исключающих либо уменьшающих вероятность образования зон перекомпенсации и недокомпенсации вследствие заводнения на месторождениях Западной Сибири.

В результате исследования выявлены положительные и отрицательные эффекты зон перекомпенсации и недокомпенсации, влияющие на энергетические характеристики месторождений.

Область применения: системы заводнения, применяемые на месторождениях Западной Сибири.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением эффективности закачки воды в пласт и увеличения коэффициента нефтеотдачи за счет регулирования процесса заводнения, путем выявления влияния параметра компенсации по скважинам на эффективность выработки запасов нефти.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 АНАЛИЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	13
1.1 Энергетические характеристики залежей	13
1.2 Влияние показателей продуктивных пластов на энергетическое состояние	18
1.3 Анализ влияния компенсации	23
1.4 Анализ влияния геологических условий пласта на систему заводнения	30
2 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ СИСТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	38
2.1 Анализ реализации принятых систем разработки с заводнением на месторождениях Западной Сибири.....	38
2.2 Обзор современного состояния методов контроля разработки и регулирования систем заводнения нефтяных месторождений.....	45
2.3 Автоматизация системы сопровождения, контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений заводнением.....	62
3 СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	79
3.1 Обзор методов анализа эффективности системы заводнения	83
3.2 Методика повышения эффективности реализуемой системы заводнения	88
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	93
4.1 Расчет экономической эффективности от внедрения мероприятий регулирования заводнения посредством выделения зон недокомпенсации и перекомпенсации	94
4.2 Расчет себестоимости добычи нефти от внедрения мероприятий регулирования заводнения.....	95

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	99
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	102
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	104
5.2 Анализ вредных производственных факторов	105
5.3 Анализ опасных производственных факторов	108
5.4 Охрана окружающей среды	111
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	115
Выводы по разделу «Социальная ответственность».....	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	117
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:.....	119
Приложение А.....	122
Приложение Б.....	123
Приложение В.....	124
Приложение Г.....	125
Приложение Д.....	126
Приложение Е.....	127

ВВЕДЕНИЕ

Большинство запасов углеводородного сырья в России в настоящее время классифицируется, как трудноизвлекаемые (ТРИЗ) и приуроченные к залежам, которые отличаются особо сложным геологическим строением, высокой вязкостью нефти, низкой и ультранизкой проницаемостью, а также зональной и послойной неоднородностью коллекторов, осложненных наличием разломов, активных подошвенных и краевых вод. Традиционные технологии строительства и эксплуатации скважин уже не способны обеспечить плодотворную разработку таких объектов, поэтому требует применения передовых методов нефтедобычи, способствующих увеличению производительности скважин и интенсификации темпов отбора при оптимальной рентабельности производства [1]. Доминирующим методом воздействия на залежь, позволяющим повысить коэффициент извлечения нефти (КИН) является поддержание пластового давления (ППД) закачкой воды в пласт.

Основными направлениями регулирования процессов заводнения нефтяных месторождений являются: повышение эффективности выработки низкопроницаемых пропластков, извлечение нефти из застойных и удаленных зон дренирования, изменение направления движения фильтрационных потоков, а также увеличение коэффициента охвата пласта воздействием, при этом энергетическая сбалансированность вмешательства отходит на второстепенный план и воспринимается как побочный отрицательный или положительный фактор.

Актуальность данной работы: решение проблемы регулирования энергетических характеристик продуктивных пластов, а именно пластового давления, которое является одним из важнейших факторов, определяющих энергетические возможности продуктивного пласта, путем вычленения зон недокомпенсации и перекомпенсации для повышения выработки запасов нефти при регулировании закачки воды и отборов нефти.

Целью выпускной квалификационной работы является выявление условий эффективной разработки месторождения, посредством организация системы заводнения, улучшающей энергетическое состояние пласта, которое в свою очередь определяет текущее состояние, эффективность и перспективы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть энергетические характеристики продуктивных пластов.
2. Оценить влияние участков с повышенными и пониженными зонами компенсации закачкой воды на продуктивность пласта.
3. Проанализировать эффективность применения методов контроля и регулирования систем заводнения нефтяных месторождений и контроля разработки.
4. Рассмотреть ряд методов, позволяющих детализировать и расширить анализ влияния систем заводнения на энергетические характеристики пласта.
5. Сформировать комплекс мероприятий, позволяющий регулировать энергетическое состояние пласта системой заводнения на месторождениях Западной Сибири.

1 АНАЛИЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1 Энергетические характеристики залежей

Энергетическое состояние пласта является одним из основных показателей, которые определяют не только текущее состояние и эффективность разработки нефтяных месторождения, но и ее перспективы. Все залежи углеводородов располагают запасом различных видов энергии, служащих для движения нефти к забоям добывающих скважин. Тогда потенциально возможные варианты режима разработки зависят от различных вариаций природных режимов залежей. Большое место в проявлении режимов занимают значения начальных пластовых давления и температуры. Их правильная и обоснованная оценка необходима для мониторинга и прогнозирования показателей разработки [2].

Главным фактором, определяющим энергетические возможности продуктивного пласта, производительность скважин и всей залежи в целом является пластовое давление. Под пластовым понимают давление, при котором в водоносном пласте вода, а в продуктивном – нефть, газ и вода, находятся в пустотах пластов-коллекторов.

Чтобы обеспечить приток, водоносный пласт-коллектор вскрывают скважиной и снижают в ее стволе уровень промывочной жидкости, вода начинает поступать к забою скважины из пласта под действием пластового давления. Как только столбом воды будет уравновешено пластовое давление, приток прекращается.

Аналогично протекает процесс при вскрытии нефтегазонасыщенного пласта, когда в скважину поступают нефть и газ. Из этого следует, что пластовое давление можно определить при установлении статического равновесия в системе «пласт-скважина» по высоте столба пластовой жидкости в скважине [3]:

$$P = h \cdot \rho \cdot g, \tag{1}$$

где g – ускорение свободного падения, м/с^2 ; ρ – плотность жидкости в скважине, кг/м^3 ; h – высота столба жидкости, уравнивающего пластовое давление, м.

Давление в пласте-коллекторе в природных условиях, то есть до начала извлечения из него нефти или газа – это начальное (статическое) пластовое давление [3]. Именно оно в большей мере определяет природную энергетическую характеристику, закономерности изменения параметров залежи при ее эксплуатации, особенности годовой добычи нефти и газа, влияет на выбор и реализацию системы разработки, и, следовательно, также обуславливает установление рациональных условий разработки.

Значение величины начального пластового давления залежи и всех вышележащих пластов-коллекторов следует учитывать при обосновании выбора применяемой технологии бурения и конструкции скважин. При этом важно отталкиваться от двух основных требований: повышения степени совершенства вскрытия пластов (минимального «загрязнения» продуктивных пластов промывочной жидкостью) и обеспечения нормальной проходки ствола скважины (без поглощений промывочной жидкости, выбросов, обвалов, прихватов труб), то есть необходимо предотвратить уменьшение производительности пласта по сравнению с его природными возможностями [3]. Размер величины начального пластового давления залежи также следует брать во внимание при определении по керну значений проницаемости и пористости пластов в их естественных условиях залегания.

С учетом того, насколько начальное пластовое давление соответствует глубине залегания пластов-коллекторов выделяют два вида залежей углеводородов (УВ):

1. Залежи, где начальное пластовое давление соответствует гидростатическому давлению, которое формируется под действием гидростатической нагрузки вод, передвигающихся по этому пласту в сторону его регионального погружения.

2. Залежи, где значение начального пластового давления отличаются от гидростатического [3].

На практике залежи, относящиеся к первому виду полагается называть залежами с нормальным пластовым давлением, а залежи второго вида – залежами с аномальным пластовым давлением. Но такая классификация является условной, ведь значение начального (статического) пластового давления напрямую связано с геологическими особенностями разрабатываемой залежи и для рассматриваемых геологических условий является нормальным.

О соответствии или несоответствии пластового давления гидростатическому (то есть глубине залегания пласта) необходимо судить по величине давления в водоносной части пласта у границ залежи, или, если замеры давления здесь не производились, по величине давления, замеренного в пределах залежи и приведенного к горизонтальной плоскости, соответствующей усредненной отметке водонефтяного контакта (ВНК) или газоводяного контакта (ГВК).

Природа пластового давления в залежи в большей мере задает темпы изменения пластового давления в процессе разработки. Признаком приуроченности залежи к инфильтрационной водонапорной системе и приуроченной к ней залежам является соответствие пластового давления гидростатическому давлению (ГПД) в пласте-коллекторе. В этих условиях стоит ожидать снижения пластового давления в процессе разработки относительно замедленно.

В инфильтрационных системах вертикальный градиент пластового давления залежей нефти и газа, даже с учетом избыточного давления (созданного разницей между пластовым давлением и гидростатическим на одной абсолютной отметке пласта), не выходит за границы значений 0,008-0,013 МПа/м. Верхний предел границ значений характерен для газовых залежей большой высоты. Хотя и редко, но все же иногда случается так, что в свободной части газовой залежи, приуроченной к инфильтрационной

системе, величина градиента может выходить за указанный предел. При всем вышесказанном, повышенное пластовое давление в сводовых частях залежей инфильтрационных водонапорных систем не допустимо мешать со сверхгидростатическим давлением (СГПД) [4].

Начальное пластовое давление в водоносных пластах, на ВНК и ГВК залежей, вертикальный градиент которого выходит за границы значений величины этого показателя, свойственных для пластового давления, равному гидростатическому, обозначается давлением, отличающимся от гидростатического. Пластовое давление считают сверхгидростатическим (СГПД), когда $\text{grad}p > 0,013$, а при $\text{grad}p < 0,008$, оно является меньшим гидростатического (МГПД).

Существование в пластах-коллекторах СГПД можно объяснить тем, что на определенном этапе геологической истории, в связи с превышением скорости поступления жидкости над скоростью ее оттока, резервуар получал повышенное количество жидкости. СГПД указывает на изолированность элизионной водонапорной системы. Падение пластового давления в залежах с СГПД происходит значительно быстрее, причем скорость его снижения возрастает с уменьшением размеров водонапорных систем.

Значит, по величине начального пластового давления есть возможность спрогнозировать закономерности снижения пластового давления в залежи при ее разработке, что позволит обоснованно решать вопросы о рациональности и целесообразности применения того или иного метода искусственного воздействия на пласты и о времени его ввода.

Пластовая температура – это параметр, определяющий продуктивность пласта, характеризующий его тепловое состояние, формирующееся под действием теплового потока, направленного к земной поверхности из недр[3].

Основными механизмами перераспределения тепла в земной коре является кондуктивная теплопередача, обусловленная теплопроводностью

пород и конвективный перенос, связанный с движением флюидов в трещинах горных пород.

Когда при проектировании, анализе или уже непосредственной реализации разработки пласта, требуется определить свойства пластовых флюидов (нефти, газа и воды), режим пласта и динамику движения подземных вод, или же установить первоначальные условия формирования залежей нефти и газа, а также для изучения теплового поля земного шара, не обойтись без знания величины пластовой температуры. Кроме того, решение технических вопросов, связанных с тампонажем и перфорацией скважин, также не отходится без анализа данных, измеренной пластовой температуры.

Значение пластовой температуры в залежи зависит не только от глубины их залегания, но и от геотемпературных особенностей соответствующего участка земной коры, так в газогидратных залежах температуры близки к 0°C , а в глубокозалегающих пластах она доходит до первых сотен $^{\circ}\text{C}$.

Геотермический градиент (прирост пластовой температуры на 1 м глубины) и геотермическая ступень (расстояние в метрах, при углублении на которое температура пород закономерно повышается на 1°C) являются показателями температурной обстановки залежи. Одновременно с оптимальными для данного пласта температурами существуют участки с аномальными пластовыми температурами.

Значение величины геотермического градиента имеет свойство уменьшаться в синклинальных зонах и увеличивается в антиклинальных. Из этого следует, что синклинали являются зонами пониженной температуры, а антиклинали тогда зонами повышенной температуры, соответственно. Для верхних слоев земной коры (на расстоянии 10-20 км от земной поверхности) величина геотермической ступени в среднем равна $33 \text{ м}/^{\circ}\text{C}$ и изменяется в существенных границах для различных участков Земли. Как уже выделялось, физическое состояние и свойства нефти (поверхностное натяжение, вязкость, способность поглощать газ) с изменением температуры

также претерпевают изменения, как следствие, изменяется способность нефти продвигаться по пласту к забоям добывающих скважин (с увеличением пластовой температуры вязкость нефти уменьшается, а скорость ее движения к забою увеличивается, и наоборот, чем ниже температура, тем более вязкая нефть, и меньше скорость ее движения).

Определение пластовой температуры, как и пластового давления, играет важную роль в нефтепромысловой геологии. Уже известно, что за изменением пластовой температуры в залежах нефти и газа обязательно следует и изменение объемов нефти, газа и вмещающих пород. На практике было установлено, что вязкость нефти и газа напрямую зависят от пластовой температуры; так, с увеличением температуры вязкость нефти снижается и повышается вязкость газа, и наоборот, со снижением пластовой температуры вязкость нефти уменьшается, а газа – увеличивается. Помимо этого, преобразование фазовых соотношений в залежах и изменение растворимости газов в нефти и воде, солей в воде также связано с изменением пластовых температур. Снижение пластовой температуры очень сильно осложняет добычу УВ и ведет к утере конденсата и парафина, поэтому нефтяные месторождения (особенно месторождения парафинистых нефтей) следует разрабатывать с увеличением пластовой температуры [5].

1.2 Влияние показателей продуктивных пластов на энергетическое состояние

Энергетическое состояние залежи является основным фактором ограничивающим темпы ее разработки и полноту извлечения нефти и газа. Уточнение энергетического состояния продуктивных пластов нефтяных месторождения следует производить по результатам его пробной эксплуатации, но из-за короткого, недостаточного для анализа, срока такой эксплуатации уточнение энергетической характеристики производится уже при анализе разработки месторождения, где исследователи располагают необходимым количеством замеров давлений, их динамикой, новыми сведениями о взаимодействии зоны отбора с газовой шапкой, законтурной

областью и с зоной нагнетания, а также данными о взаимодействии отдельных площадей, пластов и горизонтов, собранными в процессе разработки месторождения [3].

В понятие энергетического состояния залежи входят запасы и расход ее энергетических сил, режим разработки, текущее состояние пластовых и забойных давлений, а также их динамика.

Режим нефтяной залежи, формируется при планировании разработки, а формируется природными (естественными, то есть до начала разработки) условиями залегания нефти и преобладающими видами природной энергии, а также физическими свойствами коллекторов газа, нефти и пластовой воды, строением пласта в законтурной области. На эксплуатируемых некоторое время месторождениях режим также зависит от условий выработки нефти, созданных в результате внедрения проекта.

При разработке нефтяных залежей рассматривают следующие режимы: водонапорный, упруго-водонапорный, гравитационный и смешанный.

Проявление режима в большей мере отражается во взаимосвязанности между отбором нефти и соответствующим пластовым давлением, его поведением в процессе разработки, а также в изменении величины пластовой температуры и характере обводнения продукции.

Большинство нефтяных залежей разрабатываются при режиме вытеснения нефти водой, реализуемом путем различных видов нагнетания (площадное, избирательное, законтурное, внутриконтурное, очаговое и их комбинации).

В связи с этим одной из основных задач анализа разработки является подтверждение соответствия заданного проектным документом режима работы месторождения, для этого устанавливается наблюдение за динамикой среднего пластового давления в зоне отбора флюида и состоянием текущего пластового и забойного давлений по площади разрабатываемого пласта на дату анализа. Если оказывается, что значение величины среднего пластового

давления в зоне отбора ниже давления насыщения, а величина забойного давления в добывающих скважинах уменьшилась по отношению к давлению насыщения более чем на 25%, и при этом произошло увеличение газового фактора, можно сделать вывод, об отсутствии водонапорного режима на месторождении, тогда его разработка будет вестись на режиме растворенного газа. Однако, на современном этапе развития нефтепромыслового дела такая ситуация наблюдается крайне редко.

Чтобы выявить режим нефтяной залежи кроме данных о характеристиках пласта, соотношении давления насыщения и пластового давления, следует определить гидродинамическую связь разрабатываемой залежи с законтурной областью. Эта связь может представляться различным образом.

В нефтегазопромысловой практике разработки нефтяных месторождений Западной Сибири, и не только, довольно таки часто встречаются случаи взаимосвязи и взаимовлияния (то есть взаимодействия) соседних месторождений, которые входят в единую водонапорную систему.

Влияние соседних месторождений следует принимать во внимание и при анализе пластовых давлений, и в гидродинамических расчетах при проектировании, только если эти месторождения крупные по размерам как по добычи, так и по закачки, если они эксплуатируются достаточно долгое время и закачка воды на них была начата с отставанием по отношению к отбору или же она ведется в меньших объемах, чем отбор жидкости, на постоянной основе. По надобности этот вид исследования лучше проводить при составлении подробной проектного документа. Если этого не проделать, то оценку степени влияния работы соседних месторождений на рассматриваемое, нужно будет проводить уже при анализе разработки [3].

Воздействие разработки соседних месторождений определяется по смещению ВНК и изменению величины пластового давления, в крайних случаях, наблюдается смещение залежи нефти. Но все же, проще будет установить это влияние еще до начала разработки разрабатываемого

месторождения по аномально низкому по сравнению с соседними залежами начальному пластовому давлению. Если этого сделать не удалось, влияние соседних залежей устанавливается в процессе разработки уже расчетным путем, применяя методы компьютерного моделирования.

Гидродинамическая связь рассматриваемой залежи с законтурной областью обнаруживается также при работе приконтурных и законтурных нагнетательных скважин в формате утечек в законтурную область закачиваемой в пласт воды.

В первые годы разработки нефтяных месторождений наблюдается явление перехода части закачки в законтурных скважинах за контур нефтеносности, когда при внутриконтурном заводнении вся закачиваемая вода идет внутрь залежи. Лишь, установив давление на линии нагнетания выше значения начального пластового давления и соблюдая условие значительного превышения накопленной закачки над накопленным отбором жидкости с самого начала разработки, можно количественно оценить объем утечек за контур нефтеносности.

Кроме этого, энергетическая характеристика многопластового нефтяного месторождения должна включать в себя информацию о гидродинамической связи отдельных пластов между собой. В случае объединения пластов-коллекторов в «литологические окна» и различных давлениях по пластам, в пространстве слияния вероятны перетоки жидкости. Крайне нежелательно образование перетоков воды в нефтяную часть другого пласта. Есть возможность обнаружить их по разности рабочих депрессий по пластам, равенству отметок ВНК разных пластов, а также по прибытию в нефтяной части одного из пластов воды и одинаковому химическому составу пластовых вод. Положение слияния пластов обозначается на картах распространения пластов. Установлено, что если будет осуществляться переток воды из одного продуктивного пласта в нефтяную часть другого пласта, локальные участки обводнения будут очерчиваться текущим контуром нефтеносности на карте заводнения.

Присутствие гидродинамической связи между пластами иллюстрирует профиль давления по каждому из пластов, построенный по скважинам, которые проходят через место перетока.

В понятие показателей энергетического состояния пласта также должна входить информация о температуре пласта. Это имеет большое значение для месторождений, где пластовая температура близка к температуре насыщения нефти парафином, так как при закачивании холодной воды повышается вязкость нефти, и возрастает гидравлические сопротивления при поступательном движении нефти по пласту и стволу скважины [3].

В процессе разработки нефтяных залежей с применением искусственных методов воздействия на пласт (заводнение с закачкой холодной воды), тепловой режим продуктивных пластов претерпевает изменения. Это заметно влияет на свойства пластовых жидкостей и, как следствие, на условия разработки эксплуатационных объектов. По этой причине, требуется устанавливать постоянное наблюдение за отклонениями пластовой температуры в промежутках продуктивной части разреза скважин от природных геотерм. Замеры температур в скважинах используются для изучения работы фонда скважин.

Применение внутриконтурного заводнения закачиванием больших масс холодной воды является причиной снижения пластовой температуры продуктивных пластов в области нагнетательных и прилегающих к ним добывающих скважин, что в свою очередь становится причиной осложнения условий извлечения нефти из недр. Это явление присуще залежам с большим содержанием парафина в нефти и с температурой начала кристаллизации парафина, близкой к природной пластовой. Так, порядка 65% всех запасов нефти Бобриковской залежи Солдатского поднятия Кереметьевского месторождения, относятся к высоковязкой нефти, следовательно, понижение температуры в пласте в этих условиях может повлечь выпадение в пустотах породы части, содержащегося в нефти, парафина в виде твердого вещества и

образование нефтепарафиновой смеси с более низкой подвижностью в пластовых условиях, усложняющей нефтедобычу [6].

Правильная постановка температурных исследований на таких месторождениях предоставляет возможность достоверно исследовать верность теоретического описания скорости и закономерностей изменения теплового режима, масштабов явления, расценивать его влияние на нефтеотдачу и, базируясь на этом, планировать или корректировать уже ранее выбранные мероприятия по управлению процессом разработки. Э.Г. Невоструев, Б.Л. Урасинов и А.В. Растегаев рассматривают возможность построения регрессионных моделей между глубиной и температурой пласта «Прогнозирование пластовой температуры в нефтяных залежах» на примере месторождений Надым-Пур-Тазовского Междуречья [7].

1.3 Анализ влияния компенсации

Компенсация отбора жидкости в пластовых условиях закачкой воды в пласт – есть отношение объемов закачанной воды, накопленной на определенную дату, к жидкости, отобранной в пластовых условиях, характеризующие суммарное восполнение пластовое энергии по отдельному пласту или эксплуатационному объекту [8].

По результатам анализа текущего состояния разработки по, разрабатываемому блоку, группе скважин или отдельно взятой скважины (процент обводнения, дебит нефти, пластовое и забойное давления), взаимного расположения нагнетательной скважины (приконтурная, внутриконтурная, законтурная системы заводнения) планируется компенсация. Оптимальным значением компенсации общепринято считать 100%.

Для оценки степени компенсации отборов жидкостей и поддержания пластового давления закачкой устанавливается понятие коэффициента компенсации.

Коэффициент текущей компенсации равен отношению дебита нагнетаемой воды к дебиту отбираемых жидкостей, приведенных к

пластовым условиям за единицу времени (часы, сутки, месяц, год). Этот коэффициент показывает, насколько скомпенсирован отбор закачкой в данный момент времени. Если коэффициент текущей компенсации больше единицы, значит, закачка превышает отбор, и давление в пласте будет расти. Если же коэффициент текущей компенсации меньше единицы, закачка отстает от отбора, значит, стоит ожидать уменьшение пластового давления. В этом случае отмечается низкая эффективность закачки, и в нагнетательных скважинах предполагается наличие либо внутрислоевых перетоков, либо прорывов подошвенных и краевых вод. При коэффициенте текущей компенсации равном единице будет наблюдаться стабилизация текущего пластового давления на существующем уровне, независимо от того, каким он был в начале разработки.

Коэффициентом накопленной компенсации является отношение суммарного количества воды, закачанной в пласт от начала закачки до данного момента времени к суммарному количеству отобранной из пласта нефти и воды, приведенных к пластовым условиям, а также суммарным утечкам за время нагнетания в течение всей эксплуатации залежи, включая отбор жидкости разведочными скважинами. При этом, если коэффициент накопленной компенсации меньше единицы, текущее пластовое давление меньше первоначального, так как закачка не скомпенсировала суммарный отбор. При снижении пластового давления и недостатке закачки, рекомендуется снизить темпы отборов в добывающих скважинах и постепенно повышать объемы закачки, по возможности увеличить охват закачкой, а так же провести обработку призабойной зоны пласта и физико-химические методы увеличения нефтеотдачи нагнетательных скважин. Если же коэффициент накопленной компенсации больше единицы, текущее пластовое давление превышает первоначальное, так как в пласт закачено жидкости больше, чем отобрано из него. При условии, что коэффициент накопленной компенсации равен единице, пластовое давление будет восстанавливаться до значения величины начального пластового давления,

так как закачка будет полностью компенсировать суммарный отбор жидкостей.

Из этого следует, что целевой уровень закачки и текущей компенсации будут формироваться из условий раннего уведомления (предупреждающего о перекомпенсации или недокомпенсации) и предотвращения потерь добычи нефти в результате падения пластового давления в ходе дальнейшего хода разработки.

Если объем уровня закачки в данный момент (текущий уровень закачки), отстает от целевого, нужно сразу же определить и рассчитать размер увеличения объема среднесуточной закачки по разрабатываемому пласту. А уже потом, оперируя этим значением, можно регулировать приемистость нагнетательных скважин, выбирая при этом наиболее благоприятный и действенный метод воздействия.

Если же по пласту наблюдается перекомпенсация и видно, что текущее пластовое давление явно превышает начальное, нужно уменьшить приемистость нагнетательных скважин дабы исключить возможность перекомпенсации участка залежи, ведь она может значительно повлиять на скорость обводнения добываемого флюида.

Большое влияние на процент компенсации оказывает выбранная система заводнения и ее организация.

Применяя площадные системы заводнения можно добиться эффективной разработки низкопроницаемых неоднородных терригенных коллекторов Западной Сибири. При проектировании систем заводнения разработки в первую очередь выбирается соотношения числа добывающих и нагнетательных скважин. Наиболее распространенными являются пяти-, семи- и девятиточечные обращенные системы разработки, при этом в девятиточечной системе на одну нагнетательную скважину приходится три добывающих. Но и это не позволяет в полной мере скомпенсировать отборы жидкости из пласта, что может привести к падению пластового давления и увеличению потерь добычи нефти. Для увеличения объемов закачки в пласте

проводят мероприятия по интенсификации (ГРП, ОПЗ) либо увеличивают давление закачки до давления разрыва породы. Однако усиление системы заводнения приводит не к росту нефтеотдачи, а к неравномерности закачки и преждевременному обводнению отдельных добывающих скважин, поэтому уменьшается экономическая эффективность проекта и образуются зоны перекомпенсации. Однако и зоны недокомпенсации несут отрицательный эффект, так как из-за нехватки заводнением значительной части нефтенасыщенных пропластков уменьшается коэффициент извлечения нефти [8].

На ранних стадиях разработки недокомпенсация отборов предпочтительнее перекомпенсации. На поздних же стадиях перекомпенсация допустима и практически не влияет на конечную нефтеотдачу.

Для сильно обводненных скважин необходимо регулировать закачку в соседних нагнетательных скважинах и изменять направления фильтрационных потоков для выравнивания фронта нагнетаемой воды.

На примере ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» представлено, что большие объемы закачиваемой в пласт воды не оправдываются увеличением отборов жидкости. Данная оценка позволила выстроить блок-схему, отражающую основные направления геолого-технических мероприятий для координирования системы заводнения и отборов пластового флюида (рисунок 1). В блок-схему сведены проблемные зоны недокомпенсации и перекомпенсации [9].

На всей площади заводнения выделяют пять зон по критерию параметров накопленной и текущей компенсации, а также забойного и пластового давления [10].

На всей площади заводнения выделяют пять зон по критерию параметров накопленной и текущей компенсации, а также забойного и пластового давления [10].

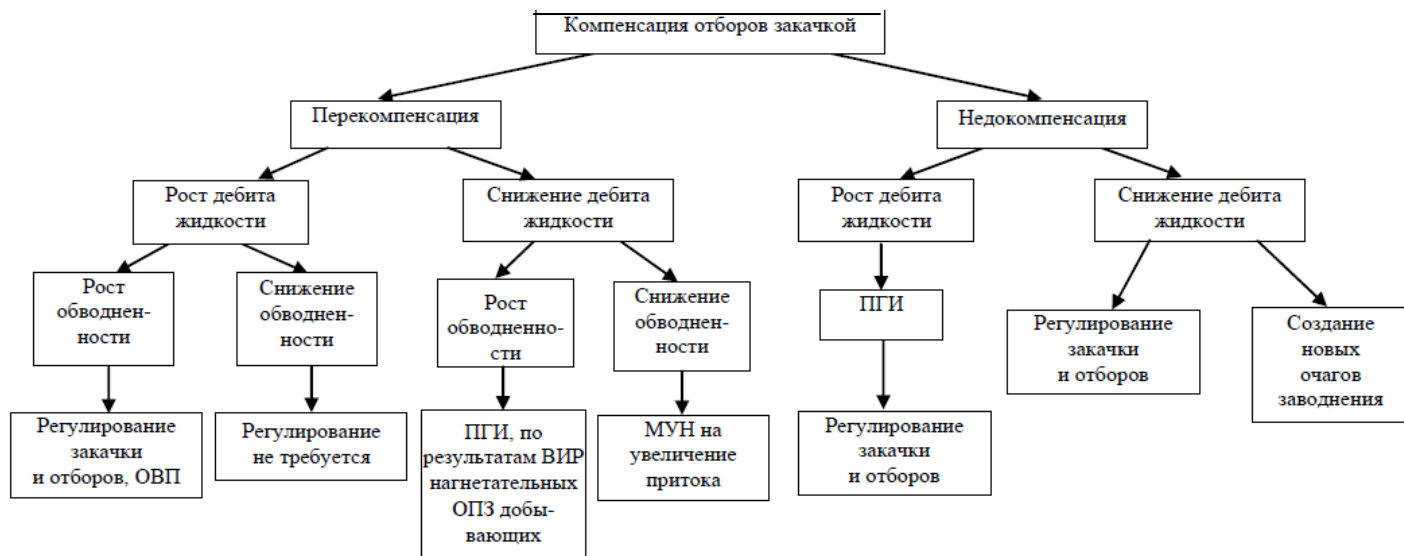


Рисунок 1 – Блок-схема приоритетных мероприятий в областях перекомпенсации и недокомпенсации

На всей площади заводнения выделяют пять зон по критерию параметров накопленной и текущей компенсации, а также забойного и пластового давления:

1. Зона перекомпенсирована по накопленным и текущим показателям, величина забойных и пластовых давлений выше средних значений.
2. Зона недокомпенсирована по накопленным и текущим показателям, величина забойных и пластовых давлений ниже средних значений.
3. Зона перекомпенсирована по накопленным показателям, недокомпенсирована по текущим показателям, величина забойного давления ниже среднего, пластового давления выше среднего.
4. Зона недокомпенсирована по накопленным показателям, но перекомпенсирована по текущим показателям, величина забойного давления выше среднего, пластового давления ниже среднего.
5. «Аномальные» зоны, где расчетные значения компенсации не согласуются с данными по давлению [10].

Для каждой из этих зон нужно будет производить подбор адресных мероприятий, которые позволят увеличить степень сбалансированности энергетических характеристик объекта в целом по площади.

В первой зоне на фоне наличия прослеживающихся резервов скважин возможно увеличение отборов жидкости. Данное мероприятие позволит

уменьшить перекомпенсированность участка, выровнять поле давлений и соответственно увеличить уровень добычи нефти. Повышение объемов закачки в соседнюю нагнетательную скважину по отношению к этим скважинам не обязательно.

По скважинам, расположенным во второй зоне, прослеживается недокомпенсация по накопленным и текущим показателям, забойные и пластовые давления ниже средних значений, поэтому рекомендуется уменьшить темпы отбора жидкости. Необходимо восстановить энергетический потенциал разрабатываемого участка и приблизить показатели компенсации к наиболее оптимальному значению, равному 100%.

Скважины, попавшие в третью зону, не имеют потенциала для увеличения отборов, так как образованная зона недокомпенсирована по текущим показателям, поскольку значение забойного давления ниже среднего значения. По таким скважинам рекомендуется осуществлять ОПЗ для повышения качества характеристик призабойной зоны скважины и усиления притока. Кроме того возможно увеличение объема закачки в соседнюю нагнетательную скважину, когда в наличие есть резерв по забойному давлению.

В четвертой зоне, характеризующейся перекомпенсацией по текущим показателям, но недокомпенсацией по накопленным показателям и пластовым давлением ниже среднего значения идет восстановление энергетического состояния. В этой зоне нет необходимости изменять режим работы скважин, но можно увеличить объем закачки в соседнюю нагнетательную скважину, если имеется резерв по забойному давлению.

В «аномальных» зонах рекомендуется проведение детального анализа по уточнению в первую очередь параметра пластового и забойного давлений, затем в случае перехода зоны в зоны 1-4 следует использовать соответствующие рекомендации, предложенные ранее[11].

Под детальной оценкой влияния компенсации предполагается построение карт влияния закачки (рисунок 2). Для их построения рекомендуется применять схему расположения нагнетательных и добывающих скважин по площади рассматриваемого объекта разработки, структурные карты коллектора, карты слияния изучаемого пласта с близкорасположенными пластами, зоны их слияния, карты начального и текущего ВНК. Вода, закачиваемая в пласт, наносится на карту в виде круговых диаграмм, что, по сути, повторяет карты текущих отборов и закачки.

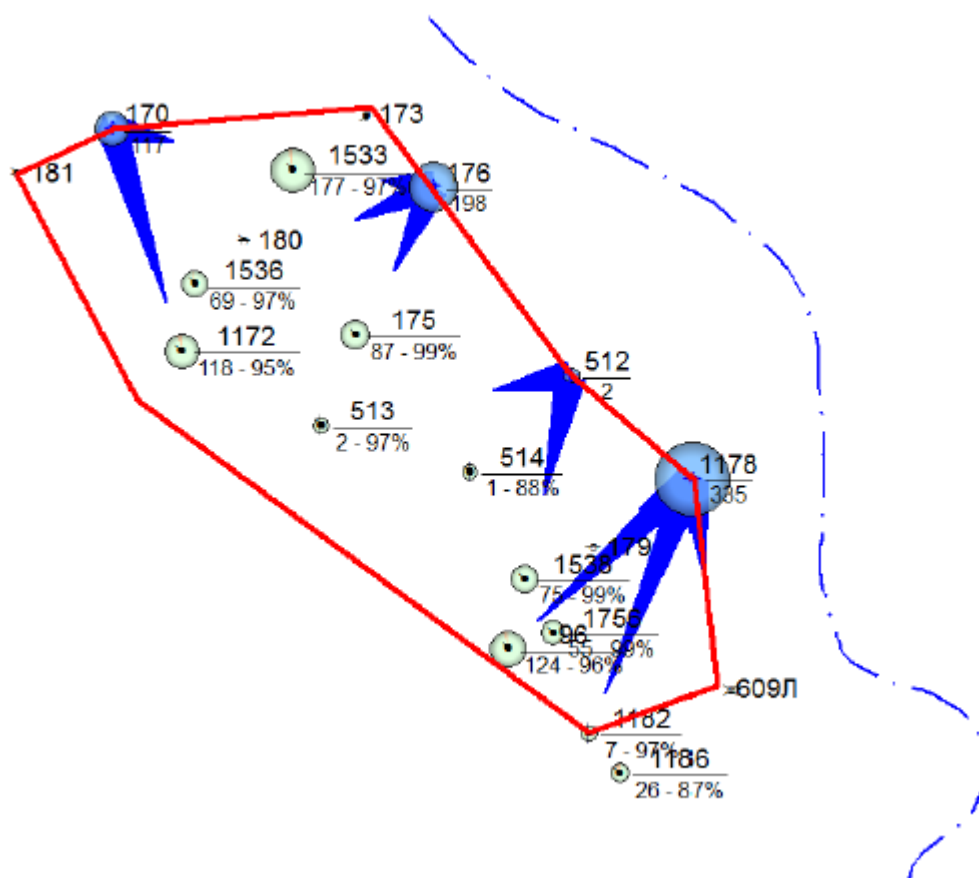


Рисунок 2 – Карта влияния закачки

На карте также отмечаются линии обводнения, проходящие через скважины с одинаковыми значениями обводненности на рассматриваемый период времени; в знаменателе дроби под номером скважины указываются величины остаточных нефтенасыщенных толщин, а пометка (обозначение на карте) добывающих скважин приобретает окрас цвета, соответствующего

причине обводнения. Кроме того, при наличии специальных исследований, наносятся границы перетоков.

На построенной карте зонально устанавливаются связи с нагнетательными скважинами по степени связи:

1. группа 1 – области скважин, которые имеют высокую гидродинамическую связь. В данной группе скважин хорошо передается зональное воздействие.
2. группа 2 – области, которые не имеют прямой гидродинамической связи с зонами нагнетания. В данной группе скважин следует задействовать новые нагнетательные скважины путем бурения либо перевода уже имеющихся.
3. группа 3 – области, которые имеют гидродинамическую связь с зонами отбора (участки нагнетательных скважин), но довольно таки слабую. В данной группе скважин следует бурить новые добывающие скважины [8].

1.4 Анализ влияния геологических условий пласта на систему заводнения

Заводнение нефтяных пластов – есть основа современной технологии разработки нефтяных месторождений. Иные методы такие, как закачка в пласт газа, водогазовое воздействие (ВГВ) либо третичные методы увеличения нефтеотдачи (МУН) находятся на стадии опытно-промышленной разработки и значительно уступают ему по масштабам; порой они внедряются уже на базе применяемой технологии заводнения. В Российской Федерации более 72% добываемой нефти получают за счет заводнения [12].

Нефтяных месторождений заводняют с целью увеличения темпов вытеснения нефти из пластов водой и удержания при этом значение величины пластового давления на оптимальном уровне. Основным условием, определяющим эффективность разработки нефтяного месторождения, является своевременность реализации системы заводнения.

Заводнение продуктивных пластов реализовывается двумя способами:

1. закачкой воды через нагнетательные скважины, которые расположены за контуром залежи (законтурное и приконтурное заводнение);
2. закачкой воды через нагнетательные скважины, которые размещены в пределах нефтяной залежи (внутриконтурное заводнение).

Законтурное заводнение разумно проводить при трех основных условиях: хорошей гидродинамической связи области размещения нагнетательных скважин с нефтеносным пластом; при небольших размерах нефтяной залежи нефти (небольшим размером залежи принято считать отношение площади залежи к периметру контура нефтеносности равным 1,5-1,75 км); при высокооднородном пласте с хорошими коллекторскими свойствами по толщине пласта (послойная однородность) и по площади (зональная однородность).

В этих условиях система законтурного заводнения позволяет наиболее полно выработать запасы и вытеснить нефть к центральной возвышенной части пласта, к так называемому «стягивающему» ряду добывающих скважин или к одной скважине.

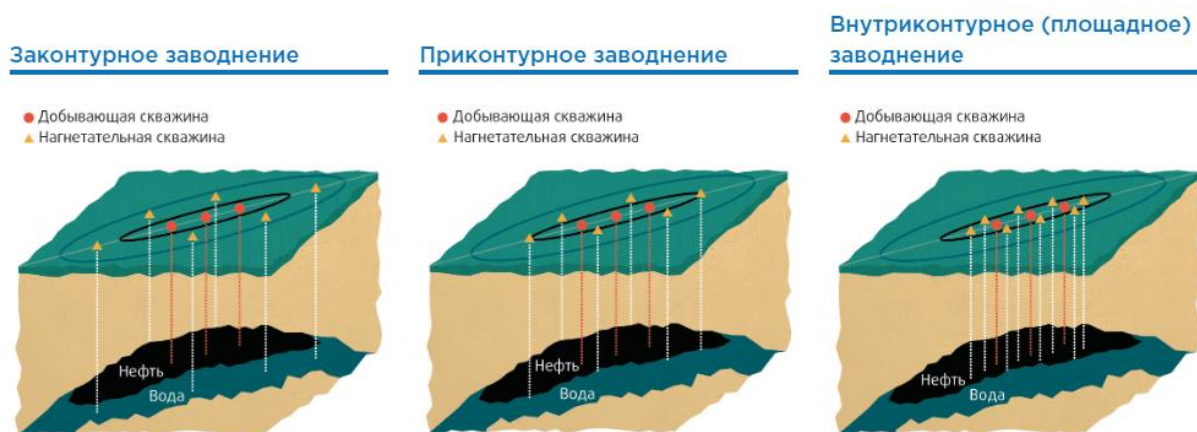


Рисунок 3 – Способы заводнения

Впервые в России метод законтурного заводнения нефтяных залежей был опробован в 1946 году на Туймазинском месторождении, а внутриконтурного проведен на Ромашкинском месторождении того же году.

Различают несколько разновидностей внутриконтурного заводнения: разрезание залежи линиями нагнетательных скважин на полосы и кольца, создание центрального разрезающего ряда с несколькими поперечными рядами и в сочетании с приконтурным заводнением, избирательное, очаговое и площадное заводнение продуктивных пластов.

При выборе схемы расположения нагнетательных скважин руководствуются конкретными геологическими условиями разрабатываемого объекта. Как правило, линии нагнетательных скважин планируют располагать в зонах пласта с улучшенными коллекторскими свойствами и перпендикулярно к доминирующему простиранию линз и проницаемых песчаников. Таким образом, удастся устранить или же уменьшить блокировку нагнетаемой воды и увеличить охват пласта воздействием.

Технология активного заводнения, как метод интенсификации вытеснения нефти водой как в терригенных, так и в карбонатных послойно и зонально-неоднородных коллекторах, определяет ряд задач, необходимых для детального изучения и дальнейшего развития метода определения фильтрационно-емкостных характеристик пласта и флюидов. Такие исследования проводятся с целью последующего совершенствования методических основ, что позволяет более гибко и четко управлять эффективностью заводнения.

Проблема разработки низкопроницаемых и малопродуктивных пластов заводнением является крайне серьезной и полностью не решенной на сегодняшний момент. Основной целью воздействия на такие пласты является обеспечение полного охвата заводнением и достижение проектной нефтеотдачи малопродуктивных пластов, к которым, например, относится многопластового Ромашкинского месторождения.

За все года разработки, были установлены следующие особенности освоения малопродуктивных пластов нефтяных месторождений Западной Сибири:

1. В большинстве нагнетательных скважин наблюдается низкая приемистость, которая не способна компенсировать отбор жидкости из добывающих скважин. Именно она является служит причиной недостаточного охвата пласта заводнением малопродуктивных коллекторов. Так, при совместной закачке воды в скважины, где перфорированы и малопродуктивные и высокопродуктивные интервалы, низкопроницаемые пропластки не в силах принимать воду даже при повышенном давлении, а при отдельном нагнетании воды малопродуктивные пласты осваиваются под закачку и обеспечивается приемистость при давлениях 20...25 МПа.
2. Низкопроницаемые пласты осваиваются под закачку воды и вовлекаются в разработку лучше, если они перфорированы индивидуально, отдельно от пластов высокой проницаемости.
3. В зонах активной закачки воды при отдельной эксплуатации, малопродуктивные коллектора вырабатываются не хуже высокопродуктивных [12].

Однако в реальных (промысловых условиях) нет возможности создать изолированные системы нефтеотдачи. Из этого следует, что вопрос, связанный с правильностью выбора режима работы как добывающих, так и нагнетательных скважин, который зависит в первую очередь от фильтрационно-емкостных особенностей коллектора, весьма актуален на сегодняшний день.

В результате многолетней закачки огромных объемов воды, пластовые флюиды, в том числе и нефть, претерпевают изменения различного характера, что, в последствии сказывается на процессе ее извлечения. Поэтому при выборе способов и методов разработки остаточных запасов, необходимо учитывать величину остаточных запасов нефти.

Существует две группы остаточных нефтей:

1. Нефть, которая остается в ранее промытых участках. Это является особенностью преобразования фазовых проницаемостей при высоких значениях водонасыщенности фильтрационного потока
2. Нефть, которая не охвачена воздействием вытесняющих агентов (не вовлеченная в процесс фильтрации) и сосредоточена в застойных и недренируемых зонах. Главной причиной образования «целиков» нефти является неоднородность пласта по простиранию и разрезу, низкий охват заводнением из-за нерационального размещения нагнетательных скважин и несбалансированности режимов их работы [13].

Состав и свойства остаточной нефти значительно отличаются в зависимости от степени гидрофильности и гидрофобности породы. При вытеснении нефти из гидрофильной пористой среды реализуется поршневой режим вытеснения, когда до 90% нефти может быть извлечено в безводный период. Но водный период для гидрофильных горных пород достаточно непродолжителен и при закачке 0,5...1,5 поровых объемов воды достигается предельная обводненность. Связанная вода образует пленку по всей поверхности породы, а нефть сосредоточена в крупных порах. Фильтрация воды происходит в первую очередь по мелким и средним капиллярам, нефть из которых выталкивается в виде капель в более крупные капилляры.

Недостаток современных систем разработки заключается в том, что закачиваемая в пласт вода вытесняет нефть, в основном, из хорошо проницаемых коллекторов. Как итог, они быстро обводняются. Если позже получается активизировать запасы нефти в низкопроницаемых зонах, то вытесняемая из них нефть попадает в обводненные коллекторы. Такая нефть не скоро достигнет забоев добывающих скважин, кроме того, в обводненных зонах из-за вторичного насыщения происходят дополнительные потери пришедшей туда нефти. Таким образом, сложившиеся системы воздействия на залежи не учитывают в должной мере неоднородность коллекторских свойств продуктивных пластов.

Важнейшей задачей при интенсивном воздействии на нефтеносные пласты, содержащие остаточные, а потому ТРИЗ нефти является развитие и постоянное совершенствование методов анализа состояния заводнения и выработки запасов нефти продуктивных пластов.

Глиносодержащие пласты в составе эксплуатационного объекта занимает различное положение, залегая в разрезах породы или совместно с высокопродуктивными и к настоящему времени практически повсеместно заводненными пресной или слабоминерализованной водой неглинистыми песчаниками. Так, запасы нефти глиносодержащих пластов на Ромашкинском месторождении составляют 22% всех запасов месторождения, из них 44% относятся к алевролитам – коллекторам с проницаемостью менее 0,1 мкм². Около 80% запасов нефти месторождений Западной Сибири сосредоточено в таких глинистых пластах, где можно организовать ту или иную систему заводнения.

Отмечается, что хотя глиносодержащие пласты-коллекторы при определенных условиях могут участвовать в эксплуатации, однако отбор жидкости их глинистых коллекторов ведется, как правило, в условиях дефицита пластового давления по сравнению с окружающими неглинистыми коллекторами, в которые закачиваются большие объемы пресной и слабоминерализованной сточной воды. Глинистые пласты-коллекторы при снижении плотности минерализованной воды менее 1,09 г/см³ практически не участвуют в эксплуатации, снижается величина коэффициента вытеснения. А при закачке пресной воды происходит набухание глинистой составляющей, что приводит в отдельных случаях к полному прекращению вытеснения нефти.

Для вовлечения в активную разработку глиносодержащих пластов разрабатывается и внедряется комплекс мероприятий: выделение низкопроницаемых пластов в самостоятельный эксплуатационный объект; оптимизация сетки скважин; реконструкция и оптимизация систем ППД; максимальное использование в качестве вытесняющего агента

высокоминерализованной воды; отдельное воздействие на пласт с различной характеристикой; оптимизация пластовых и забойных давлений с учетом возможных необратимых деформаций породы; учет соотношений в плане и разрезе пластов глинистых и неглинистых коллекторов; внедрение гидродинамических, физико-химических, и микробиологических методов воздействия на пласты; использование реагентов, уменьшающих неоднородность проницаемости и разбухание глинистой компоненты коллекторов [8].

Чрезмерное снижение пластовых и забойных давлений приводит к уменьшению проницаемости глиносодержащих коллекторов.

Существует прямая зависимость дебита нефти от минерального состава попутной воды. Уменьшение минерализации попутной воды приводит к падению дебитов нефти. После резкого повышения минерализации попутно добываемой воды дебиты нефти восстанавливаются. Такие явления, происходящие в пластовых условиях, тесно связаны, как с формированием остаточной нефти, так и с изменениями фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в процессе выработки запасов.

Анализ особенностей строения и обобщения опыта разработки ВНЗ показал, что из выработка, в основном, определяется условиями залегания, гидродинамической связью между контактными и бесконтактными зонами и принятой системой разработки.

Согласно условиям залегания выделяют четыре типа ВНЗ:

1. ВНЗ, образующаяся внутри безводной части нефтяной залежи в виде локальных участков разнообразной формы;
2. ВНЗ площадного развития;
3. ВНЗ, которая замыкает нефтяную залежь в виде узких полос шириной до 1,5 км;
4. ВНЗ, которая гидродинамически связана с вышележащими пластами, которые относятся к высокопродуктивным [8].

Три четверти запасов месторождений Западной Сибири относятся к ВНЗ первого и второго типов.

Чтобы выработать запасы ВНЗ первого типа нагнетательные скважины нужно следует располагать в безводной части залежи, применяя линейное заводнение. Для эффективной выработки запасов ВНЗ второго типа рекомендуется размещать нагнетательные скважины в законтурной зоне.

Разработка ВНЗ третьего и четвертого типов эффективно ведется применением избирательной системы заводнения.

Принцип избирательности заключается в том, что под закачку воды вначале осваиваются скважины, вскрывшие полностью водонасыщенные зоны пласта. В дальнейшем, при недостаточном количестве нагнетательных скважин, под закачку воды следует переводить скважины, имеющие наименьшую нефтенасыщенную толщину пласта. Такая система заводнения позволяет предотвратить возможные перетоки нефти в водонасыщенную часть пласта, повысить степень использования пробуренного фонда скважин и дает возможность оставить для эксплуатации на нефть скважины, расположенные в зонах наибольших нефтенасыщенных толщин или на участках развития в пластах с подошвенной водой непроницаемых глинистых прослоев.

К сожалению, в современных условиях нет возможности обеспечить достаточно высокий уровень нефтеотдачи, полностью выработав ВНЗ, ввиду того, что даже применяя полный комплекс мероприятий по увеличению интенсификации выработки, не получается вовлечь в разработку запасов с нефтенасыщенной толщиной менее трех метров.

2 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ СИСТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1 Анализ реализации принятых систем разработки с заводнением на месторождениях Западной Сибири

Для современного этапа разработки большинства нефтяных месторождений Западной Сибири характерны преимущественная выработка высокопродуктивных коллекторов и значительный рост доли ТРИЗ. Извлечение запасов традиционными методами либо путем бурения уплотняющих скважин часто сопровождается низкими технико-экономическими показателями, поэтому достижение плановых коэффициентов извлечения нефти происходит, в основном, лишь за счет формирования систем заводнения. В настоящее время более 70% нефти в Российской Федерации и более 90% в Западной Сибири добывают за счет применения заводнения.

Применение заводнения при разработке месторождений Западной Сибири стало одним из решающих условий, обеспечивающих быстрое развитие и достижение высокого уровня добычи в этом регионе при достаточно благоприятных экономических показателях.

На разрабатываемых месторождениях широко применяются модификации внутриконтурного заводнения – разрезание залежей на полосы разной ширины, площадное, избирательное. На Федоровском, Холмогорском, Мамонтовском и других месторождениях проводятся опытно-промышленные работы по применению блочно-квадратного заводнения, предложенного СибНИИНП. В связи с освоением крупных газонефтяных залежей с обширными подгазовыми зонами успешно внедрены системы барьерного и двустороннего барьерного заводнения на Самотлорском, Варьеганском, Быстринском и Яунлорском месторождениях, площадного – на Лянторском месторождении.

Более чем за 60-летний период освоения месторождений Западной Сибири проведена большая работа по обоснованию рациональных систем заводнения и их количественных геометрических характеристик для пластов с разной продуктивностью.

Доказана нецелесообразность выделения объектов разработки большой толщины, объединяющих пласты с резко различающейся проницаемостью. В связи с этим на месторождениях Самотлорском, Усть-Балыкском, Южно-Сургутском и других проведено разукрупнение объектов, пласты с невысокой проницаемостью выделены в самостоятельные объекты, что дает возможность создавать необходимые условия для их эффективного заводнения и вовлечения в разработку ранее не дренируемых запасов. На месторождениях, вводимых позже, с самого начала объекты разработки выделяются с учетом накопленного опыта.

Дифференцирована ширина полос при разрезании залежей с ее уменьшением при пониженной продуктивности пластов. Установлено, что объекты проницаемостью менее $0,1 \text{ мкм}^2$ достаточно успешно заводняются лишь при высоких давлениях нагнетания воды (до 18-19 МПа) и при ограниченных расстояниях между нагнетательными и добывающими скважинами (до 300-400 м).

В целом в Западной Сибири заводнение стало эффективным средством не только увеличения темпов добычи нефти, но и регулирования разработки для повышения нефтеизвлечения. Однако его возможности используются на практике не полностью, не реализуются технологические решения в должной мере.

Так, серьезным нарушением технологии заводнения является не выполнение сроков начала нагнетания воды в пласты на вновь введенных в разработку месторождениях. В технологических схемах разработки месторождений, характеризующихся в основном низкопроницаемыми коллекторами, начало заводнения обычно намечается уже на первый или второй год после начала добычи нефти. По ряду месторождений эти сроки не

соблюдаются. Задержка в освоении заводнения приводит к резкому падению пластового давления и соответственно добычи нефти по переходящему фонду скважин.

Нарушением технологии заводнения следует считать и избыточную, сверхпроектную закачку воды для создания высокого пластового давления, обеспечивающего фонтанирование скважин при большом содержании воды в продукции. Проектные уровни закачки в значительной мере превышались на некоторых участках Самотлорского, Локосовского и других месторождений.

На участках с избыточной закачкой воды при бурении новых скважин приходится на продолжительное время останавливать нагнетательные скважины для снижения пластового давления. Во избежание выбросов, утяжеляют промывочную жидкость, что увеличивает загрязнение прискважинных зон пластов. Это является одной из причин того, что после ввода в эксплуатацию, скважины, оборудованные насосами, переходят в бездействующий фонд. Фонтанирование скважин при высокой обводненности не обеспечивает оптимального режима их работы. Слабопроницаемые прослои не включаются в работу, что уменьшает нефтеизвлечение. Высокие пластовые давления требуют глушения скважин при ремонтных работах, что также ухудшает проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП).

Недостаточный фонд нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири компенсируется более высокой приемистостью по ним, что вызывает неравномерное вытеснение нефти водой по площади, а, следовательно, снижение охвата пластов заводнением. При блоковых системах разработки отмечаются случаи освоения нагнетательных скважин в разрезающем ряду под закачку воды без отработки через одну.

Кажущийся эффект быстрого повышения давления в зоне закачки приводит в дальнейшем к отрицательным результатам: в разрезающих рядах

остаются неотобранными значительные запасы нефти, что может вызвать необходимость бурения дополнительных добывающих скважин.

В тоже время, строительство объектов заводнения с повышенным давлением является неотложным делом, поскольку извлечение нефти из низкопроницаемых пластов и их выработка, более чем в 2 раза ниже, чем из высокопроницаемых. На Самотлорском месторождении до сих пор не найдено решение вопроса о нагнетании воды в низкопроницаемые пласты под повышенным давлением, хотя к коллекторам с низкой продуктивностью приурочена половина остаточных запасов месторождения и их извлечению должно быть уделено повышенное внимание.

Серьезные трудности в организации заводнения на нефтяных месторождениях вносит нарушение последовательности бурения нагнетательных и добывающих скважин. Значительные отходы забоев скважин приводят к осложнениям при насосной эксплуатации. Например, для разбуривания многопластового Суторминского месторождения создавались многоскважинные (до 80) кусты, при которых отход забоев скважин достигал 1300-1400 м. Такой куст разбуривался 2-3 года, его бурение сразу на несколько объектов разработки затрудняло реализацию технологических решений по разработке продуктивных пластов, и приводило к продолжительному простоям скважин после окончания бурения.

На Талинском месторождении нарушение технологии заводнения было связано с резким отставанием буровых работ. Анализ, проведенный СибНИИНП, показал, что разбуривание велось без учета мест расположения кустовых насосных станций (КНС), элементы площадной системы формировались не полностью. При реализации системы были допущены значительные несоответствия объемов добываемой жидкости и закачиваемой воды. По 21 из 54 элементов закачка превысила 100%, а по отдельным элементам — 200 и 300% (образовывались зоны перекопенсации), по остальным изменялась от 1 до 80% (образовывались зоны недокопенсации).

В таких условиях в первом случае возможно оттеснение нефти из одних элементов в другие, во втором – резкое падение давления.

Отмечаются случаи проектирования для новых недостаточно изученных пластов площадных систем разработки. Однако при эксплуатационном разбурировании по мере накопления информации о геологическом строении по ряду месторождений выясняется, что в реализации столь жестких систем заводнения нет необходимости. На месторождениях Повховском, Талинском и других в процессе разработки площадные системы были преобразованы в рядные. Это показывает, что для недостаточно изученных геологически пластов целесообразно проектировать блоковые системы и лишь при необходимости переходить на площадные или избирательные системы.

Гидродинамические методы воздействия – циклическое заводнение и метод изменения направления фильтрационных потоков – нашли довольно широкое применение на месторождениях Западной Сибири.

На месторождениях испытывались и внедрялись модификации нестационарного заводнения в зависимости от геолого-физической характеристики пластов инасыщающих их жидкостей, состояния и стадии разработки, схемы размещения добывающихи нагнетательных скважин, обустройства системы ППД. Испытания технологий проводились с начала 70-х годов на ряде месторождений основных добывающих районов Западной Сибири: Шаимский район – Трехозерное, Мортымья-Тетеревское, Южно-Тетеревское, Восточно-Тетеревское, Убинское, Восточно-Толумское, Даниловское месторождения; Сургутский район – Западно-Сургутское, Усть-Балыкское, Правдинское, Мамонтовское месторождения; Нижневартовский район – Мегионское, Самотлорское, Ватинское, Советское и Аганское. Таким образом, процессом охватывались, в основном, разрабатываемые месторождения с рядным расположением скважин.

В работе по обобщению опыта нестационарного заводнения на месторождениях Западной Сибири все многообразие методов циклического

заводнения было сведено к шести основным вариантам, отличающимся принципами группировки нагнетательных скважин, способами регулирования закачки, продолжительностью циклов и т.д.

Первый вариант заключался в попеременной работе групп нагнетательных скважин, сгруппированных по принципу "через одну" или "подряд" в разрезающих рядах с полуциклами закачки и остановки нагнетательных скважин. Продолжительность прекращения закачки колебалась по разным объектам от 5 до 30 суток, увеличения объемов закачки - от 10 до 30 суток. Испытание проводилось в теплое время года (май – сентябрь). По этому варианту технология испытывалась на большинстве месторождений в начальной стадии внедрения нестационарных процессов.

Второй вариант связан с необходимостью регулирования продвижения газонефтяного и водонефтяного контактов. Применялся он на Южно-Тетеревском месторождении, где присутствует газовая шапка в залежи, а нагнетательные скважины расположены в приконтурной зоне. Скважины нагнетательных рядов группировались по принципу "подряд", продолжительность полуциклов закачки и остановки скважин была принятой по 30 суток. Процесс осуществлялся в теплое время года.

Третий вариант предполагает длительное прекращение закачки воды на 120-180 суток, реже до 270 суток в относительно теплое время. По этому варианту осуществлялось циклическое заводнение на Убинском, Трехозерном месторождениях, на Южно-Тетеревском (законтурные скважины) и на Мортымья-Тетеревском (третий разрезающий ряд) месторождениях.

Четвертый вариант связан с неравномерностью скважин нагнетательных рядов по удельной величине накопленной закачки воды (на 1 м эффективной толщины пласта). Для их выравнивания закачка воды в скважины с высокими значениями удельной закачки прекращалась (остановка до 730 суток). Закачка по остальным скважинам проводилась в

течение всего года. Такая технология была внедрена на Правдинском месторождении и на Солкинской площади (правобережье).

Пятый вариант технологии циклического заводнения вызван переходом на блочную и блочно-замкнутую систему заводнения на месторождениях Западной Сибири: Усть-Балыкское, Мамонтовское, Правдинское, Федоровское и др. Объем закачки воды перераспределялся на вновь созданные ряды. Регулирование закачки осуществлялось остановкой скважин или ограничением закачки. В первом случае процесс осуществлялся в теплое время года, во втором – круглогодично. Продолжительность полуциклов принималась от 30 до 90 суток.

Шестой вариант циклического заводнения отличается круглогодичной закачкой посредством поочередного ограничения на 50% и увеличения текущих объемов нагнетаемой воды. Скважины группировались по принципу "через одну" или подряд, продолжительность полуциклов снижения и увеличения текущих объемов нагнетаемой воды изменялась от 30 до 120 суток. Такая технология применялась на месторождениях Нижневартовского района: Мегионском, Самотлорском, Ватинском, Советском, Аганском [14].

Таким образом, на месторождениях Западной Сибири испытывались и внедрялись различные модификации нестационарных процессов.

В первый этап внедрения циклики технологии испытывались на залежах с рядной системой заводнения, испытание проводилось в теплое время года, что было связано с необходимостью остановки нагнетательных скважин. Такая технология позволяла периодически снижать пластовое давление, выравнивать продвижение в пластах фронта закачиваемой воды; при этом сокращались объемы закачки, улучшались технико-экономические показатели разработки.

Второй этап применения нестационарных процессов характеризуется переходом на круглосуточную закачку с ограничением объемов до 50% нагнетания во избежание замерзания водоводов.

Третий этап характеризуется более углубленным внедрением заводнения на основе усовершенствованных систем заводнения – переходом от рядных систем к блоковым и блочно-замкнутым. Эффект импульсного воздействия на пласт дополнялся эффективностью изменения направления фильтрационных потоков.

В поздней стадии разработки залежей циклическое заводнение и изменение направления фильтрационных потоков (ИНФП) сопровождается регулированием отборов и закачки по отдельным добывающим и нагнетательным скважинам с помощью физико-химических методов.

2.2 Обзор современного состояния методов контроля разработки и регулирования систем заводнения нефтяных месторождений

Нефтеотдача – это достаточно сложный процесс, который требует внедрения самых современных технологий и колоссального производственного опыта в осуществлении экономических проектов. Однако исход реализации сильно зависит от правильности заранее проведенных технических расчетов. Основная задача современного состояния разработки – добиться максимальной отдачи от эксплуатируемых объектов, то есть при одновременном снижении затрат и расходов энергии на единицу продукции увеличить объем добычи нефти из всевозможных коллекторов, даже если они значительно отличаются по своим характеристикам.

Существует множество способов извлечения нефти из пласта. Чаще всего, первичные и вторичные методы добычи имеют коэффициент извлечения нефти (КИН) лишь в пределах 35-40%. На стадии применения первичных методов добычи нефть самопроизвольно поступает в ствол скважины под воздействием начального пластового давления. Поэтому для повышения КИН на 90-95% применяют вторичные методы увеличения нефтеотдачи, а именно заводнение, которое позволяет увеличить снижающееся давление в пласте и содействует процессу вытеснения нефти из продуктивного пласта.

В РФ начало развития технологии регулирования добычи нефти было положено в 1946 году применением заводнения на девонской залежи Туймазинского месторождения. Это месторождение стало своего рода площадкой для внедрения и дальнейшего продвижения новой для нефтепромышленной отрасли технологии. В условиях полного отсутствия отечественного опыта, в результате освоения технологии заводнения, были решены многочисленные научные и технические вопросы.

В наши дни по всему миру широко используется искусственное заводнение для поддержания пластового давления (ППД) истощающегося коллектора и для получения дополнительного притока нефти к добывающим скважинам нефтяных месторождений.

Регулирование процесса выработки запасов в условиях заводнения является непростой задачей. Важную роль в оптимизации схем применения различных систем разработки на месторождениях играют мониторинг и контроль параметров пласта. Разработка нефтяной залежи (пласта, месторождения) – технологический процесс, который был создан на стыке достижений геологии и геофизики и нефтепромыслового дела, а регулирование процесса – это наука, особенно когда речь идет о прогнозировании точного направления потоков нефти и воды в конкретном коллекторе, что, в конечном итоге, и является основой для увеличения нефтеотдачи и успешности того или иного проекта [10].

2.2.1 Методы регулирования систем заводнения

На основе анализа разработки месторождения нефти и выявления расхождений фактических и проектных показателей разработки проводят геолого-технические мероприятия по приведению в соответствие фактического хода разработки с предусмотренным в проекте. Под регулированием разработки нефтяного месторождения понимается сочетание этих мероприятий, которое можно проводить технологическими методами с частичным изменением или без изменения системы заводнения относительно проектной. В более узком смысле под регулированием процесса разработки

нефтяных месторождений понимается целенаправленное управление движением флюидов в пластах для достижения планируемых уровней добычи нефти.

На основании обобщения многочисленных результатов экспериментальных и теоретических исследований, методы повышения эффективности системы заводнения пласта разделяют на две большие группы: первая подразумевает применение тепловых, газовых и химических агентов, вторая – совершенствование технологии и систем заводнения. Анализируя вопрос совершенствования технологии, отмечается, что при стационарных режимах работы пласта образуется система постоянных трубок тока, которая, в свою очередь, определяет охват пласта воздействием. Для вовлечения в процесс фильтрации недренируемых запасов необходимо изменять гидродинамический режим, тем самым изменяя конфигурацию трубок тока. Решить данную задачу можно с помощью технологических методов регулирования разработки заводнением, основными из которых являются следующие:

1. изменение технологических режимов скважин, уменьшая или увеличивая их дебиты (для нагнетательных – приемистость), вплоть до остановки эксплуатации (отключения) скважин;
2. обработка призабойных зон скважин с целью выравнивания профилей притока и увеличения общего дебита нефти или увеличения приемистости нагнетательных скважин;
3. увеличение давления нагнетания в скважинах вплоть до величин, при которых возникает образование системы трещин в призабойной зоне, поинтервальная закачка флюидов в пропластки коллектора при дифференцированном давлении нагнетания;
4. капитальный ремонт скважин с целью изоляции отдельных пропластков без изменения обоснованных в последнем проектном документе объектов разработки;

5. смена направления фильтрационных потоков и циклическое (нестационарное) воздействие на пласт.

К методам регулирования, связанным с частичным изменением системы разработки месторождения, относят избирательное и очаговое заводнения разрабатываемых объектов, при которых осуществляется выборочное воздействие на отдельные зоны пласта путем закачки растворов через специально пробуренные нагнетательные скважины или группы нагнетательных скважин.

При усилении анизотропии свойств пласта, макро- и микронеоднородности объектов, охват пластов заводнением и конечный коэффициент извлечения нефти резко снижаются. Закачиваемая вода прорывается к добывающим скважинам по пропласткам с высокой проницаемостью, в результате нефть застаивается в низкопроницаемых пропластках, участках, зонах. Современные методы регулирования заводнения залежей, которые основаны на гидродинамическом воздействии на пласт, позволяют увеличить охват не вовлеченных в разработку участков, однако установлено, что они эффективны лишь в определенных геолого-физических условиях.

При высокой обводненности продукции (таблица 1) эти методы не обеспечивают полный охват пласта заводнением, что является весомым фактором на поздних стадиях разработки. Основной объем вытесняющей жидкости фильтруется по промытым зонам, не оказывая влияния на низкопроницаемые пропластки.

Возможно проследить следующую зависимость – чем выше проницаемостная неоднородность коллектора и количество одновременно разрабатываемых пластов, тем ниже КИН. Этим объясняется стабилизация значений коэффициента извлечения нефти при современных методах заводнения на уровне 30-50% от геологических запасов.

Таблица 1 – Принципы действия, условия и недостатки применения методов регулирования разработки

Наименование метода	Принцип действия метода на увеличение охвата заводнением	Условие применения метода при обводненности продукции, %	Недостатки методов
Повышение давления нагнетания	Увеличение градиента давления	Не более 75-85	Ограниченная возможность установленных мощностей для полного охвата пластов
Изменение направления фильтрационных потоков	Повышение охвата дренированием	Не более 75-85	Использование метода только на отдельных участках месторождения (локальность)
Циклическая закачка и отбор	Изменение градиента пластового давления	От 70 до 80	Низкая эффективность в обводненных пластах на поздней стадии разработки
Форсирование отбора жидкостей из пласта	Увеличение градиента давления	От 75 до 80	Неопределенность условий применения
Разукрупнение эксплуатационного объекта по коллекторским свойствам	Уменьшение влияния неоднородности пластов	Не ограничено	Применение метода только в литологически неоднородных пластах
Уплотнение сетки скважин	Увеличение градиента давления, перенос фронта вытеснения, интенсификация отбора жидкости из пласта и др.	Не более 80-90	Высокая стоимость работ, быстрое продвижение фронта вытеснения, приводящее к сокращению периода эксплуатации скважин

Контроль и регулирование процессов разработки нефтяного пласта предполагает обязательное осуществление следующих процедур:

1. анализ изменения дебитов жидкости и закачки воды в скважинах с целью получения максимального коэффициента вытеснения;
2. анализ существующей сетки эксплуатационных и нагнетательных скважин с точки зрения правильности их размещения;

3. в условиях геологической неоднородности в ходе разработки и получения новых геолого-физических данных необходимо постоянно уточнять геометрию изолированных линз, целиков нефти, а также зон прерывистого коллектора.

В зонах пластов, разбуренных добывающими скважинами и не имеющих гидродинамической связи с линиями нагнетания, а также в зонах, имеющих незначительную гидродинамическую связь, требуется развивать систему поддержания пластового давления. Для этого проектируют дополнительно новые линии разрезания, продлевают существующие, либо формируют избирательную систему заводнения, что в большинстве случаев более эффективно. При этом очаги заводнения создают на каждом изолированном участке, а также на больших удалениях эксплуатационных скважин от существующей линии нагнетания.

Для повышения эффективности комплексного влияния закачки на весь изолированный участок пласта необходимо перевести в нагнетание наиболее подходящие для этой цели добывающие скважины, а также рассмотреть возможность бурения новых нагнетательных скважин так, чтобы весь участок пласта был охвачен их воздействием.

Последующее регулирование разработки и расширение области питания для повышения нефтеотдачи коллекторов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами или с содержанием нефти повышенной вязкости проводятся за счет дополнительных линий разрезания, которые будут сформированы из полученных зон заводнения. Эти линии разрезания в некоторых случаях могут оказаться высокоэффективным средством регулирования разработки.

Направление линий разрезания выбирается в соответствии с принятой стратегией разработки, параллельно существующим рядам нагнетания, или с учетом простираения тел коллекторов, вкрест их латеральной протяженности.

Часто необходимо бурение дополнительных скважин нагнетания в уже имеющихся линиях разрезания. Дополнительные нагнетательные

скважины располагаются, как правило, в разрезающих рядах между скважинами действующего фонда и скважинами, которые были продуктивны в прошлом. Прослой, гидродинамически связанные с зоной отбора, но не принимающие воду в уже действующих нагнетательных скважинах (или принимающие ее в неполном объеме), вскрываются перфорацией в новых скважинах.

Зоны пласта, не охваченные сеткой эксплуатационных скважин, а вскрытые только нагнетательными, нуждаются в бурении дополнительных эксплуатационных скважин. Количество таких скважин и их размещение зависят от размеров зон распространения коллекторов.

Выявление залежей и пластов, на которых недостаточно сказывается влияние закачки, позволит установить степень вытеснения нефти водой. Опыт разработки многопластового объекта показывает низкую эффективность заводнения пластов при одновременной закачке. Это связано с различными геолого-физическими параметрами коллекторов: закачиваемую воду принимают, как правило, один-два пласта с лучшей проницаемостью коллектора. Особенно низкая эффективность охвата заводнением наблюдается у маломощных пластов. Для повышения приемистости пластов с ухудшенными коллекторскими свойствами применяются различные методы, такие как повышение давления нагнетания, селективный гидроразрыв, обработка призабойной зоны химическими реагентами. С целью изменения фильтрационных потоков и перераспределения объемов закачки внутри объекта применяют циклическое (нестационарное) заводнение с периодическим пуском-остановкой отдельных нагнетательных скважин. Для эффективного регулирования процесса разработки всех участков пласта необходимо осуществлять постоянный контроль отбора жидкости и закачки воды в скважинах, учитывая также экономические факторы, такие как расход рабочего агента, реагентов, применение специального оборудования и т.д.

Поскольку выработка запасов нефти происходит лишь в зонах с продвижением фронта воды, требуется проводить наблюдение за направлением перемещения контура нефтеносности. Возможность управления продвижением фронта вытеснения имеется, однако на практике реализуется только в относительно однородных пластах. Очень сложно, а порой невозможно гарантировать равномерное стягивание контура нефтеносности посредством выполнения закачки воды и отборов жидкости в условиях неоднородного пласта.

В таких случаях регулирование процесса разработки должно осуществляться с учетом существующих возможностей сформированных систем заводнения, а конкретнее за счет проведения геолого-технических мероприятий на существующем фонде скважин, направленных на изменение (трансформацию) системы. Проведение различных мероприятий позволяет ограничить отбор жидкости из высокопроницаемых зон пластах (если это эффективно), форсировать отбор в низкопроницаемых пластах, увеличить давление нагнетания, организовать отдельную закачку либо создать дополнительные очаги заводнения. Зачастую может оказаться рациональной организация опережающего извлечения нефти из нижних пластов эксплуатационного объекта по сравнению с верхними благодаря возможности отсечения нижних пластов по мере их обводнения.

За счет периодического изменения давления и объема закачиваемой жидкости применение циклического (нестационарного) заводнения создает дополнительную разность давления между зонами с разными фильтрационно-емкостными свойствами, что приводит к увеличению зоны охвата заводнением нефтенасыщенных коллекторов с низкой проницаемостью. Использование циклического метода заводнения вместе с изменением направления фильтрационных потоков флюидов внутри пласта способствует максимальной нефтеотдаче пластов с неоднородным коллектором, чего трудно достичь при стационарном заводнении. В этом

случае одним из вопросов стоит определение забойного давления, при котором регулирование разработки будет давать максимальный эффект.

На месторождениях некоторых регионов, в частности Западной Сибири, разработка при забойном давлении ниже давления насыщения показала хороший эффект в работе скважин с притоком чистой нефти, но для использования данного режима на обводненных скважинах необходим дополнительный анализ.

Одним из наиболее важных моментов регулирования разработки является вовремя проведенная изоляция обводнившихся пластов в эксплуатационных скважинах, что повышает технико-экономические показатели разработки месторождения за счет сокращения объема отбираемой попутно с нефтью воды.

2.2.2 Методы контроля процесса разработки нефтяных месторождений

Реализация проектов по извлечению максимальных объемов нефти на месторождениях, находящихся на поздних этапах разработки, требует хорошего знания соответствующей технологии нефтеотдачи и большого производственного опыта. Очень важно понимать, чем те или иные методы регулирования процесса отличаются друг от друга, а зная это, прогнозировать перемещение и поведение закачиваемых в коллектор рабочих агентов (воды, газа). Неоценимую роль в этом плане играет техника математического моделирования коллектора, поскольку именно моделирование помогает лучше понять те сложные процессы вытеснения нефти, которые происходят в пласте. Ввиду многообразия применяемых систем заводнения необходим постоянный контроль внутрислоевых процессов. Для контроля движения фильтрационных потоков существует целый ряд промысловых служб со специфическим профилем услуг. Эти службы выполняют следующие виды исследований [10].

Гидропрослушивание

Физический смысл метода заключается в исследовании преобразования пластового давления или статического уровня в реагирующих скважинах, которые происходят, когда отбор жидкости из возмущающих скважин, пробуренных на один и тот же пласт, претерпевает изменения. В процессе гидропрослушивания скорость изменений в скважине зависит от литолого-физических свойств пласта и физико-химических характеристик жидкости.

Метод гидропрослушивания позволяет решать ряд промысловых задач:

1. определение фильтрационных характеристик залежи на удаленных участках, на половине расстояния между возмущающими и реагирующими скважинами;
2. формирование гидродинамической связи между изолированными пропластками продуктивного горизонта или отдельными пластами мощного продуктивного пласта;
3. установление гидродинамической связи между продуктивной нефтяной и законтурной частями залежи, отдельными скважинами.

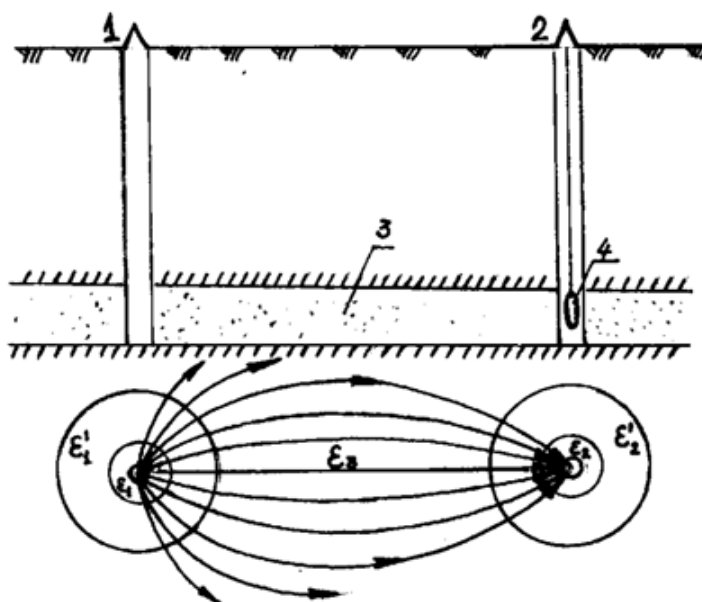


Рисунок 4 – Схема проведения гидропрослушивания пластов:

1 – возмущающая скважина, 2 – реагирующая скважина, 3 – пласт, 4 – глубинный прибор (манометр или дифманометр), ϵ_1 , ϵ_2 – коэффициенты

гидропроводности призабойных зон пласта, ε_1' , ε_2' – коэффициенты гидропроводности удаленных зон пласта, ε_3 – коэффициент гидропроводности пласта на участке между возмущающей и реагирующей скважинами

Методы гидропрослушивания можно классифицировать в зависимости от способа зондирования пласта. В 1D (одномерном) гидропрослушивании принимают участие одна реагирующая и одна возмущающая скважины. Такие исследования позволяют определить значения пьезопроводности и проницаемости в межскважинном пространстве. Для проведения 2D (двумерного) гидропрослушивания необходимы уже несколько реагирующих скважин, расположенных вокруг одной возмущающей. В результате такого исследования можно определить площадную анизотропию нефтяного пласта. Специфика 3D (трехмерного) гидропрослушивания в том, что реагирующие скважины располагаются «веером», на отличном расстоянии от возмущающей. Забои реагирующих скважин разносятся по вертикали. По данному методу исследования возможно определить значения вертикальной проницаемости и установить тензор вертикальной проницаемости.

Трассерные исследования

Индикаторные (трассерные) методы исследования пластов являются одними из наиболее информативных прямых методов определения параметров межскважинного пространства. В настоящее время использование индикаторов позволяет определить истинные скорости движения жидкости в продуктивных отложениях, а также распределение потоков нагнетаемых агентов из нагнетательных скважин между пластами и скважинами, выявить высокопроницаемые и трещиноватые участки разрабатываемого пласта, зоны разрыва гидродинамической связи между отдельными участками залежи.

Данный метод исследования позволяет контролировать процент обводнения добывающих скважин, оценивать текущую нефтенасыщенность

пласта и коэффициент охвата пласта вытеснением. В отличие от геофизических и петрофизических методов, способных охарактеризовать состояние пласта и перемещение жидкости в нем только в окрестности забоев скважин, фильтрационные исследования с применением индикаторов способны дать характеристику пласту и перемещению жидкости не только в его пределах, но и на обширных площадях между забоями скважин. Они отражают макронеоднородность горных пород более дифференцированно, чем гидродинамические методы. Итак, посредством использования индикаторных исследований можно значительно повысить информативность промысловых данных и в несколько раз увеличить надежность принимаемых решений по применению методов повышения нефтеотдачи, ремонтно-изоляционным работам (РИР) и интенсификации притока.

Индикатором, закачиваемым совместно с водой, является химический или радиоактивный элемент, который обладает рядом свойств: отсутствие влияния на движение носителя, свободное перемещение вместе с носителем, обнаружение при низких концентрациях.

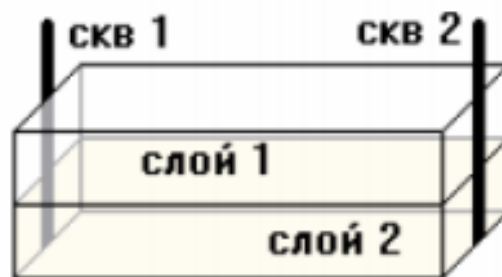


Рисунок 5 – Моделирование послойной неоднородности пласта: скважина 1 – нагнетательная, скважина 2 – добывающая

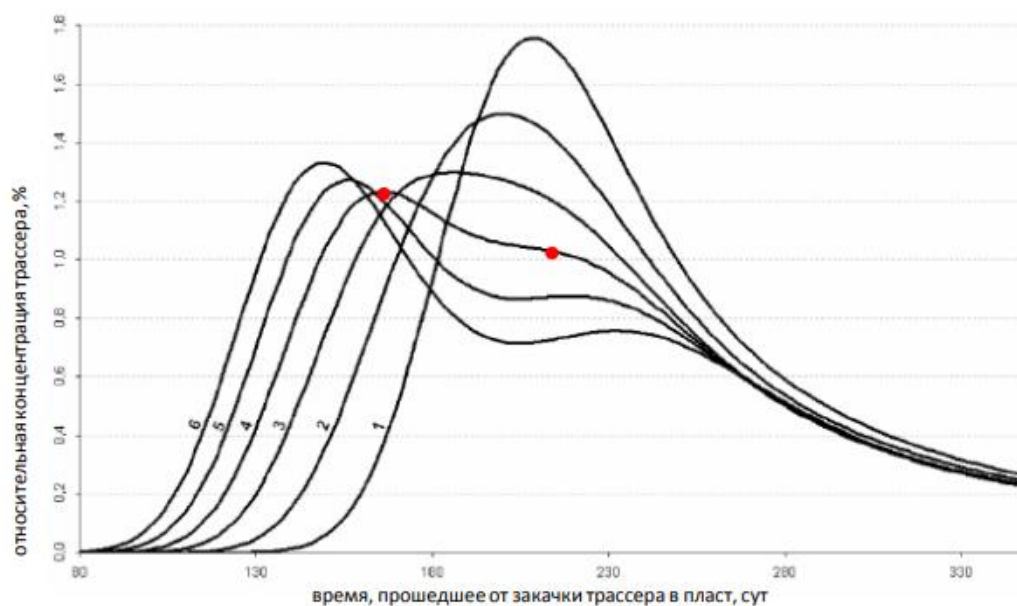


Рисунок 6 – Определение послойной неоднородности пласта посредством интерпретации кривых «концентрация – время»: k_1 и k_2 – проницаемость слоя 1 и 2; $k_1 = k_2$ однородный пласт, k_1 на 10% больше k_2 , k_1 на 15% больше k_2 , k_1 на 20% больше k_2 , k_1 на 25% больше k_2 , k_1 на 30% больше k_2

Основным источником информации по результатам ТИ является график «концентрация трассера – время». По нему можно различить два послойно неоднородных пласта при разнице в проницаемости между ними более 20%. Также можно определить зональную неоднородность пласта по представленному графику и последовательности движения оторочки трассера в пласте от нагнетательной к добывающей скважине.

При массовом применении трассерного метода на нефтяном месторождении с использованием одного индикатора вероятны большие ошибки в расчетах, обусловленные взаимовлиянием скважин. Ценность исследования значительно повышается при одновременном нагнетании в различные нагнетательные скважины нескольких индикаторов с последующей регистрацией их в контрольных добывающих скважинах. Однако технология является экономически затратной.

Микросейсмический мониторинг

Разработчики методов геомеханического моделирования добились значительных успехов в мониторинге, который связан с изучением

деформации горных пород. Методы и средства периодического микросейсмического или сейсмического мониторинга являются наиболее перспективными в настоящее время.

При разработке сложнопостроенных нефтяных месторождений с ТРИЗ следует использовать методы микросейсмического онлайн мониторинга ГТМ (включая ГРП). Представленные методы необходимы для обеспечения не прекращающегося (постоянного) информационного сопровождения ГТМ, а также объемного картирования зон трещиноватости, созданных в результате техногенных ГТМ. Решение этой задачи предлагается на основе современных способов регистрации и обработки данных микросейсмической эмиссии. При регистрации микросейсмических событий на суше предлагается использовать системы регистрации, расположенные на дневной поверхности и в отдельных скважинах (рисунок 7).

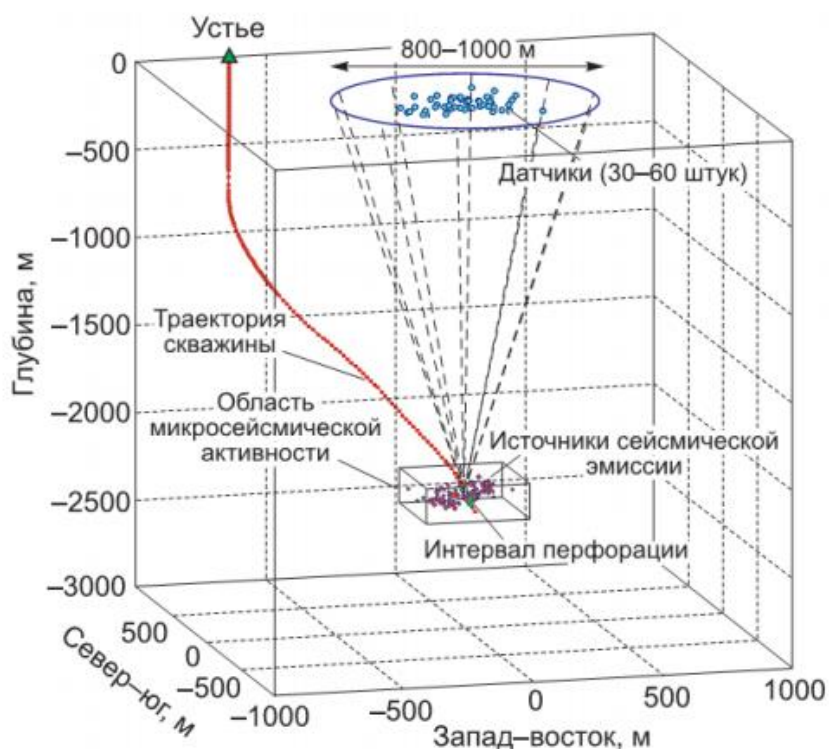


Рисунок 7 – Схема наблюдения наземного микросейсмического мониторинга

Мониторинг месторождений на шельфе предполагает использование донных станций с оптоволоконными регистраторами.

Обработка данных мониторинга в реальном времени возможна лишь на базе решения обратных задач сейсмоакустики с помощью специализированных программ, реализующих высокую степень распараллеливания вычислений, с применением суперкомпьютеров. Регистрацию и предварительную обработку предлагается осуществлять на базе мобильного программно-аппаратного комплекса (МПАК), с помощью которого осуществляются мониторинг ГРП и процесс заводнения. МПАК позволяет осуществлять контроль пространственного положения зон микросейсмической активности в процессе производства гидроразрыва и обеспечивать контроль производства гидроразрыва в реальном времени с целью его оптимизации.

Микросейсмический мониторинг месторождений углеводородов направлен на определение источников (гипоцентров) микросейсмической эмиссии в залежи углеводородов, а также на определение динамических параметров распределения напряжений в источниках. Исследования методом микросейсмического мониторинга основаны на пассивных схемах наблюдений. Регистрация осуществляется на дневной поверхности или в скважине посредством сейсмической антенны (группы сейсмических датчиков). Применяемые в технологии пассивного сейсмического мониторинга месторождений углеводородов методы обработки и интерпретации регистрационных записей позволяют решать следующие задачи:

1. определять источники (гипоцентры) микросейсмической эмиссии;
2. определять энергетические характеристики и пространственную направленность сил в источниках (тензор сейсмического момента);
3. анализировать изменение интенсивности излучения энергии в процессе разработки месторождения;
4. анализировать связь микросейсмической активности с интенсивностью продвижения фронта вытеснения при закачке флюида;

5. оценивать изменение конфигурации каналов фильтрации флюида;
6. выявлять области активных разломов, зоны трещиноватости.

Радиогеохимические исследования

Радиогеохимические исследования применяют для выявления обводненных пластов, посредством регистрации увеличения естественной радиоактивности пластов в процессе заводнения.

Причина увеличения естественной радиоактивности и выпадения радиоактивных солей в нефтяных скважинах кроется в изменении концентрации, в процессе заводнения, естественных радиоактивных элементов в пласте. В процессе вытеснения нефти водой закачиваемыми и пластовыми водами в передней части фронта вытеснения возникает радиоактивная оторочка, ее наличие фиксируется замерами естественной радиоактивности и результатами изучения концентрации изотопов радия в пластовых водах.

Гидрохимические методы контроля за процессом заводнения

Гидрохимические исследования, проводимые для контроля за процессом фильтрации, базируются на исследовании и тщательном изучении продукции добывающих скважин. Физические и химические свойства добываемой воды претерпевают кардинальные изменения под действием системы ППД, что в свою очередь приводит к тому, что добываемые флюиды (нефть и вода), отличаются по гидрогеохимическим параметрам от исходного (когда пласт был не затронут искусственным воздействием – заводнением) состава.

По изменению во времени отдельных показателей можно успешно регистрировать реакцию добывающих скважин на действие системы ППД, а также определять степень участия нагнетаемой воды в вытеснении нефти, определять скорость и направление движения воды на различных участках залежи. В то же время, за исключением начального этапа эксплуатации месторождений, для полноценного анализа развития процессов заводнения нефтяных пластов требуется либо применение трассерных исследований,

либо изучение работы одной нагнетательной скважины в пределах небольшой площади. В случае если добывающих скважин несколько, то выделить вклад каждой из них в обводнение добывающих скважин гидрохимическим методом невозможно.

Регистрация изменений таких устойчивых показателей, как минерализация, концентрация химических элементов, значение гидрогеохимического коэффициента, либо химического состава пластовых вод позволяет выделить добывающие скважины, реагирующие на нагнетание жидкости системой ППД. Гидрохимические методы контроля за обводнением и заводнением залежей нефти отличаются технической простотой, большой надежностью и экономичностью.

Геофизические исследования

В настоящее время нет возможности произвести обоснование разработки нефтяных и газовых месторождений не применяя методы геофизического контроля. Целью его осуществления является получение информации о текущем состоянии продуктивного пласта и дальнейших изменениях, которые он претерпевает в процессе его эксплуатации. При этом под геофизическими методами понимают все методы, проводимые когда-либо на территории месторождения.

Геофизический контроль за разработкой развился в отдельное направление, и в настоящее время в нефтяной отрасли работает множество сервисных предприятий со своими методиками и аппаратурой.

Геофизические исследования позволяют решать ряд задач:

1. наблюдение за преобразованием уровней водонефтяного контакта (ВНК) и газонефтяного контакта (ГНК), определение их положение в процессе извлечения нефти из пласта;
2. отслеживание перемещения вытесняющего фронта;
3. определение текущей и конечной нефтенасыщенности коллекторов;

4. изучение способности пласта принимать закаченную воду и отдавать ее;
5. установление характеристики флюидов (нефти и воды) в районе ствола скважин;
6. выявление область перетока нефти, газа и воды в затрубном пространстве, а также определение области прибытия в скважину пластовых вод;
7. оценка технического состояния действующего фонда скважин;
8. подбор технологических режимов работы скважин;
9. уточнение геологической модели и запасов углеводородов [10].

2.3 Автоматизация системы сопровождения, контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений заводнением

Современные тенденции автоматизации процессов на нефтяном производстве, обусловленные стремительным развитием информационных технологий, предоставляет возможность по-новому взглянуть на методику принятия решений при управлении разработкой нефтяных месторождений.

Практика внедрения метода заводнения показала, что эффективное управление сложными процессами на месторождении, как и на любом производстве, требует от специалистов промысла формализованных решений, в том числе при планировании технологических режимов работы скважин и геолого-технических мероприятий.

Задача сопровождения, контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений заводнением особенно актуальна в условиях широкого распространения очагового заводнения и площадных систем разработки, неустойчивых к внешним воздействиям, таким как остановки скважин, несбалансированная закачка, фактор техногенной трещиноватости и т.д.

Успешность решения подобных задач означает увеличение прибыли Компании за счет: повышения эффективности закачки воды в пласт; снижения объема попутно-добываемой воды; повышения эффективности

планирования ГТМ; оптимизации схемы движения бригад подземного и капитального ремонта скважин; детализации программ реинжиниринга в системе ППД; сокращения операционной себестоимости; увеличения добычи нефти.

Следует отметить два важных условия достижения таких результатов:

1. интеграция рабочих процессов на нефтяном производстве соответственно критериям оптимизации;
2. уменьшение степени участия человека в системе принятия решений.

В ЗАО «Тюменский Институт Нефти и Газа» была разработана идея по совершенствованию процессов оперативного планирования работ на месторождении и управлению заводнением, основанная на апробации современных практик, математических методов и информационных технологий.

Концепция оперативного управления заводнением, предполагает решение оптимизационной задачи в системе добывающих и нагнетательных скважин, включает математическую модель объекта управления (прокси-модель), систему принятия решений и особый формат администрирования.

В представленной концепции оперативного управления технологическими процессами можно выделить три основных элемента:

1. модель объекта управления;
2. система принятия решений;
3. формат администрирования.

В качестве объекта управления выступает нефтяной пласт, разрабатываемый с заводнением. А его модель воспроизводит ключевые параметры разработки пласта, позволяет осуществлять прогноз в определенном временном интервале – окне – которое в задачах оперативного управления составляет от 1 месяца до 1 года.

Выбор типа модели и уровня приближения (детальности) сообразно решаемым задачам во многом определяет эффективность всей концепции управления заводнением.

Основных критериев, определяющих этот выбор, три:

1. «измеримость» объекта управления и качество исходных данных;
2. потребная величина окна прогноза;
3. погрешность прогноза.

Измеримость объекта управления и качество исходных данных

Нефтяной пласт является ограниченно измеримой системой. Современные методы исследований дают весьма условные представления о геологическом строении, напряженном состоянии и физико-химических свойствах пластовой системы. Невозможность прямых измерений делают нефтяной пласт одной из самых сложных систем в практической деятельности человека. Если даже в смежных областях нефтяной промышленности, таких как нефтехимия и транспорт, измерительные приборы позволяют контролировать все стадии технологического процесса, то в разработке, решения необходимо принимать, используя весьма существенные допущения.

В таком случае, применительно к инжинирингу резервуаров, основной задачей при обосновании типа модели является минимизация требований к объему исходных данных в приложении к каждой конкретной задаче оперативного управления.

Условно можно выделить две группы данных (параметров, характеризующих разработку пласта):

1. прямые измерения: замеры показателей работы скважин (дебита жидкости, обводненности, забойного давления, температуры и т.д.) и свойства добываемой продукции;
2. косвенные измерения: колоссальный объем геологической информации, описывающей свойства пластовой системы.

Соответственно, в модели, используемой для принятия оперативных решений, наибольший вес в выходных значениях должны иметь более доказательные данные из первой группы. Влияние же параметров из второй группы, которые характеризуются большими погрешностями определений, должно быть сведено к минимуму.

Современные практики управления разработкой ограничиваются трехмерными геологическими и фильтрационными моделями, для которых характерен высокий уровень неопределенностей, обусловленный природным фактором – сложностью пластовой системы, недоступной для непосредственного измерения, методиками проведения лабораторных и экспериментальных исследований, масштабным фактором.

Потребная величина окна прогноза

Окно прогноза – это временной интервал, на котором результаты расчета на модели используются для принятия решений. В задачах оперативного управления заводнением окно составляет от одного месяца до одного года. Значение определяется временем отклика системы, т.е. нефтяного пласта, на планируемые возмущения – геолого-технические мероприятия.

Время отклика зависит от гидродинамических характеристик пласта, системы заводнения, режима закачки (матричный или трещинный), среднего расстояния между скважинами. На практике окно прогноза для средне – и высокопродуктивных отложений составляет 1-3 месяца, для низкопродуктивных – 2-6 месяцев.

Необходимо принимать во внимание и сам характер процесса оперативного управления, который требует, как минимум раз в месяц актуализировать дизайн отборов жидкости и закачки воды, соответственно прогнозировать технико-экономические показатели эксплуатации скважин и дорожную карту работ на оставшийся период в пределах годового плана. Погрешность планирования в этом случае достаточно низкая и, как правило, не превышает доверительного интервала первичных измерений.

Для объектов управления с ограниченной измеримостью в решении задач краткосрочного прогноза должной компетенцией обладает класс математических моделей, которые классифицируются по следующей группе признаков:

1. функциональные, т.е. отражающие представления о внешнем поведении объекта, которые в задачах управления заводнением характеризуются замерами показателей работы скважин (в противоположность структурным моделям, таким как 3D-гидродинамические модели, которые воспроизводят внутреннее устройство объекта – нефтяного пласта, тиражируя его геологические параметры согласно мнению специалиста);
2. стохастические, т.е. любые результаты, которые следует интерпретировать в терминах вероятности, риска, чувствительности (например, прогнозирование вероятности реакции добывающей скважины на изменение режима работы нагнетательных скважин).

Такие модели, которые используют определенный уровень приближения в практических приложениях, носят название прокси-моделей.

Конечной целью математического моделирования при управлении заводнением является решение оптимизационной задачи, которую можно назвать основной задачей любого, в том числе нефтяного производства: как распределить доступные ресурсы таким образом, чтобы обеспечить максимум целевого показателя эффективности производственного процесса.

Постановка оптимизационной задачи определяет требования к виду и структуре модели и предполагает определение трех ключевых составляющих:

1. целевая функция (выходной параметр);
2. входные параметры;
3. набор ограничений.

Существует множество различных вариантов постановки оптимизационной задачи управления заводнением в соответствии с

приоритетами производства (целевая функция), доступными механизмами воздействия (управляющие параметры) и ограничениями (диапазон решений).

Значение целевой функции определяется параметром, максимизация (или минимизация) которого является целью оптимизации заводнения: текущий уровень добычи нефти; объем попутно-добываемой воды; себестоимость.

Набор входных (или управляющих) параметров оптимизационной задачи определяется теми инструментами, которыми предполагается воздействовать на систему заводнения: давление в системе нагнетания; режим работы нагнетательных (или добывающих) скважин; вид выполняемых на скважинах ГТМ.

Диапазон решений определяется ограничениями, которые условно можно отнести к трем группам: экономические: доступный объем ГТМ, доступная суммарная стоимость ГТМ; системные: возможный объем закачки, допустимое давление нагнетания; технические: максимально возможная приемистость, техническая возможность проведения ГТМ на скважине.

При оперативном управлении заводнением оптимизационная задача решается в следующей постановке: обеспечить максимум текущего уровня добычи нефти (целевая функция), определив режимы работы нагнетательных скважин (управляющие или входные параметры) таким образом, чтобы, во-первых, не превысить технологических ограничений в каждой скважине (ограничение 1), и, во-вторых, не превысить возможного объема закачки на участке (ограничение 2).

Система принятия решений представляет собой особую последовательность этапов геолого-промыслового анализа и планирования геолого-технологических мероприятий на скважинах и в системе обустройства.

Характерные признаки формализованной системы принятия решений: автоматизированные процедуры сбора, обработки и консолидации данных;

мониторинг ключевых цифровых индикаторов процесса разработки в режиме реального времени; система быстрого реагирования на основе сигналов о потенциальных проблемах; единый центр управления, обмена данными между специалистами промысла.

Формат администрирования определяет порядок взаимодействия и разграничения ответственности внутри многопрофильных групп, реализующих на производстве систему принятия решений и оперативного контроля.

Оперативное управление технологическим процессом заводнения предполагает оптимизацию дизайна отборов жидкости и закачки воды в скважинах и планирование геолого-технических мероприятий с достижением целевых показателей максимизации добычи нефти. При этом объектом оптимизации является не скважина, не отдельный вид работ, и даже не их последовательность и дизайн, а элемент заводнения. Соответственно задача управления решается по объекту в целом, результаты расчетов проецируются на элементы, которые ранжируются согласно технико-экономической эффективности, с преобразованием в конечный продукт – программу работ на скважинах.

Прокси-моделирование

Математические методы, применяемые в решении задач установления эмпирической взаимосвязи целевого параметра (в нашем случае это текущий уровень добычи нефти) и управляющих переменных (режимов работы нагнетательных скважин) относятся к разделу регрессионного анализа. Одним из современных методов регрессионного анализа являются искусственные нейронные сети.

Сформулированная ранее постановка задачи в математическом изложении разбивается на три последовательных этапа.

Этап 1. Построить для каждой добывающей скважины функционал дебита нефти в зависимости от преимуществ окружающих нагнетательных скважин.

Для этого конструируется полносвязная нейронная сеть прямого распространения сигнала, в котором входными параметрами являются приемистости нагнетательных скважин, выходным – дебит нефти добывающей. Задача – назначить веса нейронной сети таким образом, чтобы обеспечить максимальное соответствие фактических значений дебита нефти и расчетных (получаемых на выходе сети) на определенном историческом периоде. Для этого применяется алгоритм обратного распространения ошибки, который позволяет корректировать веса при появлении расхождений.

Таким образом, для каждой добывающей скважины строится собственная нейронная сеть, которая позволяет прогнозировать дебит нефти в зависимости от изменения приемистостей влияющих на нее нагнетательных скважин.

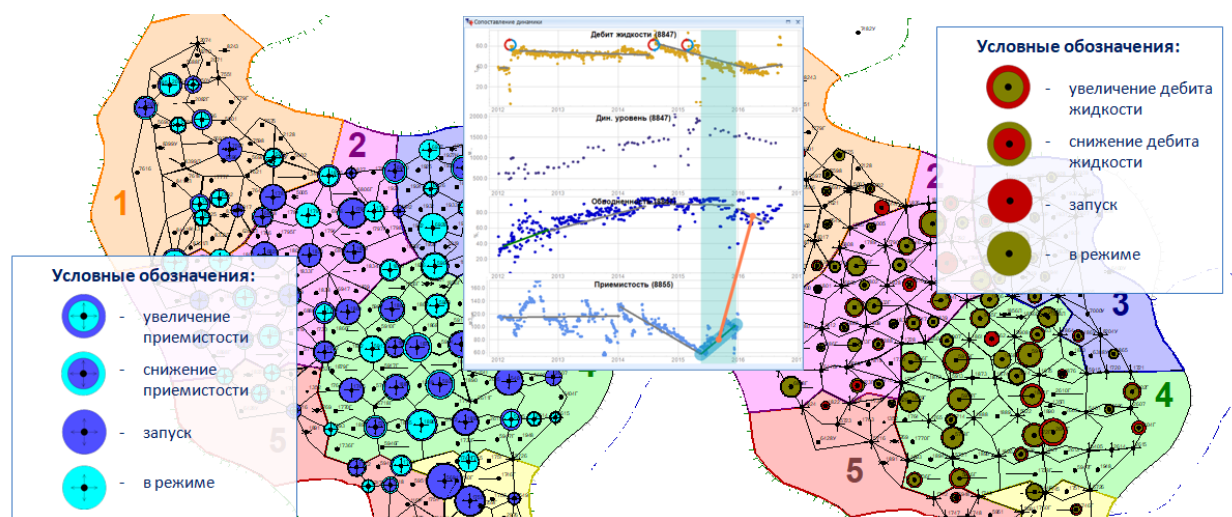


Рисунок 8 – Функционал дебита нефти каждой добывающей скважины в зависимости от приемистостей окружающих нагнетательных скважин

Этап 2. Построить итоговый функционал суточной добычи нефти на участке как сумму функционалов каждой добывающей скважины.

Этап 3. Найти приемистости всех нагнетательных скважин, обеспечивающих максимум итогового функционала при условии не превышения максимальной приемистости для каждой нагнетательной скважины, а также условия не превышения доступного объема закачки.

Решение этой задачи возможно методами математического программирования – области математики, предполагающей применение численных методов оптимизации. В данном случае целевая функция (итоговый функционал суточной добычи нефти) является нелинейной, количество переменных и связанных с ними ограничений равно количеству нагнетательных скважин на участке, постановка является многомерной. Для такого класса задач применяются градиентные методы оптимизации. Результатом применения градиентного метода являются значения приемистостей нагнетательных скважин, обеспечивающих максимум функционала суточной добычи нефти на участке.

Система принятия решений

Формализованный подход к управлению заводнением предполагает интеграцию результатов прокси-моделирования в единую схему геолого-промыслового анализа и принятия решений, которая носит название «Экспертная система поддержки принятия решений при управлении заводнением».

Экспертная система реализует принцип сопряжения и обеспечения преемственности результатов трех ключевых этапов управления заводнением на нефтяном месторождении:

1. анализ добычи;
2. оперативное планирование;
3. контроль (система сигналов).



Рисунок 9 – Экспертная система поддержки принятия решений при управлении заводнением

Анализ добычи – комплекс процедур геолого-промыслового анализа эффективности реализуемой системы заводнения с позиции пяти основных факторов: геологии (задачи анализа: анализ геологической неоднородности пласта по площади и разрезу; фациальный и структурный анализ; характеристика анизотропных свойств коллектора; определение доминирующего геологического фактора эффективности систем заводнения); технологических показателей разработки (задачи анализа: изучение тенденций в нефтедобыче; характеристики вытеснения: ожидаемые потери извлекаемых запасов; структура фонда скважин: коэффициенты использования и эксплуатации, потери добычи, связанные с незапланированными остановками и преждевременным выбытием фонда; анализ соответствия режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин целевой функции); системы заводнения (задачи анализа: энергетическое состояние пласта: накопленная и текущая компенсация отборов, динамика пластового давления, карта давлений; изучение фактора техногенной трещиноватости в нагнетательных скважинах; определение оптимального давления закачки; расчет коэффициента полезного действия

(КПД) реализуемой системы заводнения); геолого-технических мероприятий (задачи анализа: факторный анализ эффективности выполняемых ГТМ: геологические, технологические условия, оптимальность дизайна; определение областей оптимального применения ГТМ; формирование технологических карт ГТМ); выработки запасов (задачи анализа: изучение профиля выработки по результатам потокометрических исследований; определение текущей нефтенасыщенности по промысловым данным; построение зональных карт выработки по результатам эксплуатации скважин; оценка структуры нефтеотдачи пласта).

Оперативное планирование – особая последовательность этапов работ в модели управления технологическим процессом заводнения, направленная на формирование программы ГТМ и планирование технологических режимов скважин в контексте решения целевой задачи. Практическая реализация концепции оперативного планирования – замкнутый цикл, предполагающий ежемесячную актуализацию расчетов на основе новых данных, непрерывно поступающих с месторождения.

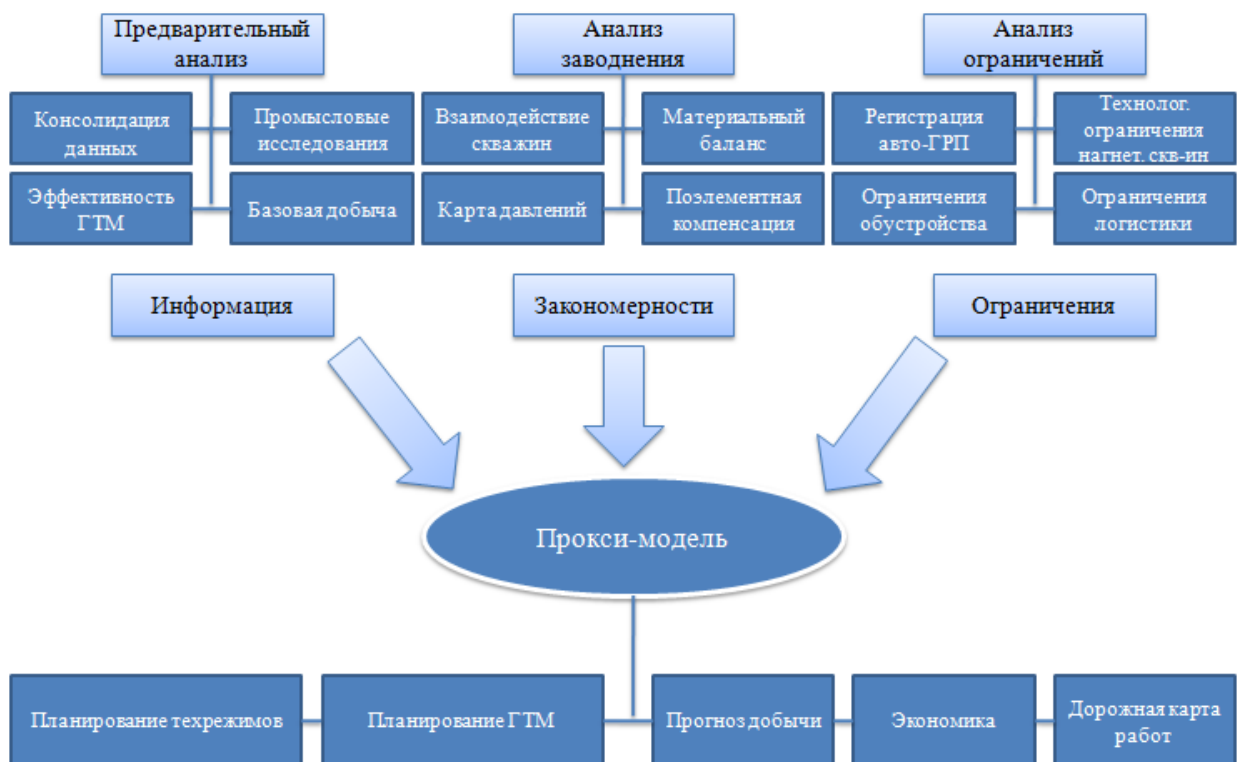


Рисунок 10 – Принципиальная схема оперативного планирования

Этап 1. Предварительный анализ

Задачи:

1. консолидация данных: динамика промысловых показателей, промысловых исследований, актов выполненных работ, сводка происшествий;
2. оценка эффективности ГТМ, выполненных за отчетный период;
3. анализ отклонений фактических и расчетных показателей;
4. актуализация расчетов базовой добычи по скважинам.

Этап 2. Анализ заводнения

Задачи:

1. взаимовлияние скважин (поэлементный анализ);
2. материальный баланс: расчет поскважинной компенсации отборов;
3. анализ энергетики: динамика пластового давления, карта давлений;
4. построение карты линии гидродинамических потоков в пласте (линий тока) по промысловым данным.

Этап 3. Анализ ограничений

Задачи:

1. контроль развития трещин авто-ГРП в нагнетательных скважинах по результатам гидродинамическим и промыслово-геофизических исследований;
2. определение технологических ограничений нагнетательных скважин соответственно целевым значениям забойного давления закачки;
3. ограничения обустройства: источники водоснабжения, состояние наземной инфраструктуры, определяющие доступный объем закачки и величины устьевых давлений нагнетательных скважин;
4. ограничения логистики, определяющие возможности движения бригад подземного и капитального ремонта скважин.

Этап 4. Прокси-моделирование

Задача: поиск оптимального дизайна распределения отборов жидкости и закачки воды, обеспечивающего максимум суточной добычи нефти с

учетом набора технологических ограничений. Прокси-модель аккумулирует результаты, полученные на первых трех этапах:

1. информация: события в добывающих и нагнетательных скважинах, обусловленным перераспределением гидродинамических потоков в пласте и внешним воздействием (ГТМ);
2. закономерности: коэффициенты взаимовлияния скважин, которые определяют настроечные веса нейронной сети;
3. ограничения: технологические ограничения нагнетательных скважин (максимальные значения приемистости) и ограничения обустройства (максимальное значение суммарного объема закачки).

В результате решения оптимизационной задачи рассчитываются оптимальные режимы работы добывающих и нагнетательных скважин.

Этап 5. Планирование

Задачи:

1. планирование технических режимов (подбор режима эксплуатации и глубинно-насосного оборудования для обеспечения целевых показателей);
2. планирование ГТМ (предварительная программа работ на добывающих и нагнетательных скважинах);
3. месячный прогноз технологических показателей по скважинам;
4. технико-экономическое обоснование ГТМ;
5. формирование итоговой дорожной карты работ, реализующей принцип сопряжения мероприятий в элементах заводнения, параметры технико-экономической эффективности, и учитывающей комплекс ограничений, определенный на этапе 3.

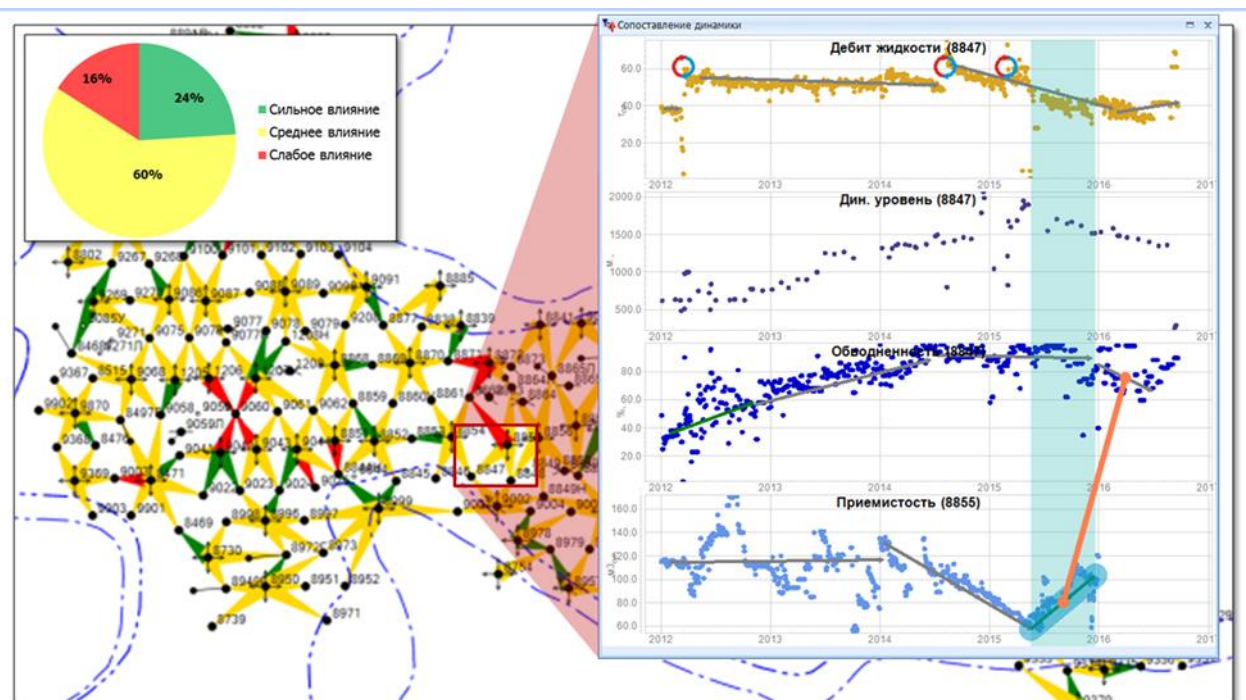


Рисунок 11 – Оперативное планирование в модели управления технологическим процессом заводнения

Ежемесячный цикл оперативного планирования замыкается этапом контроля соблюдения дорожной карты работ и выполнения технологических режимов работы скважин.

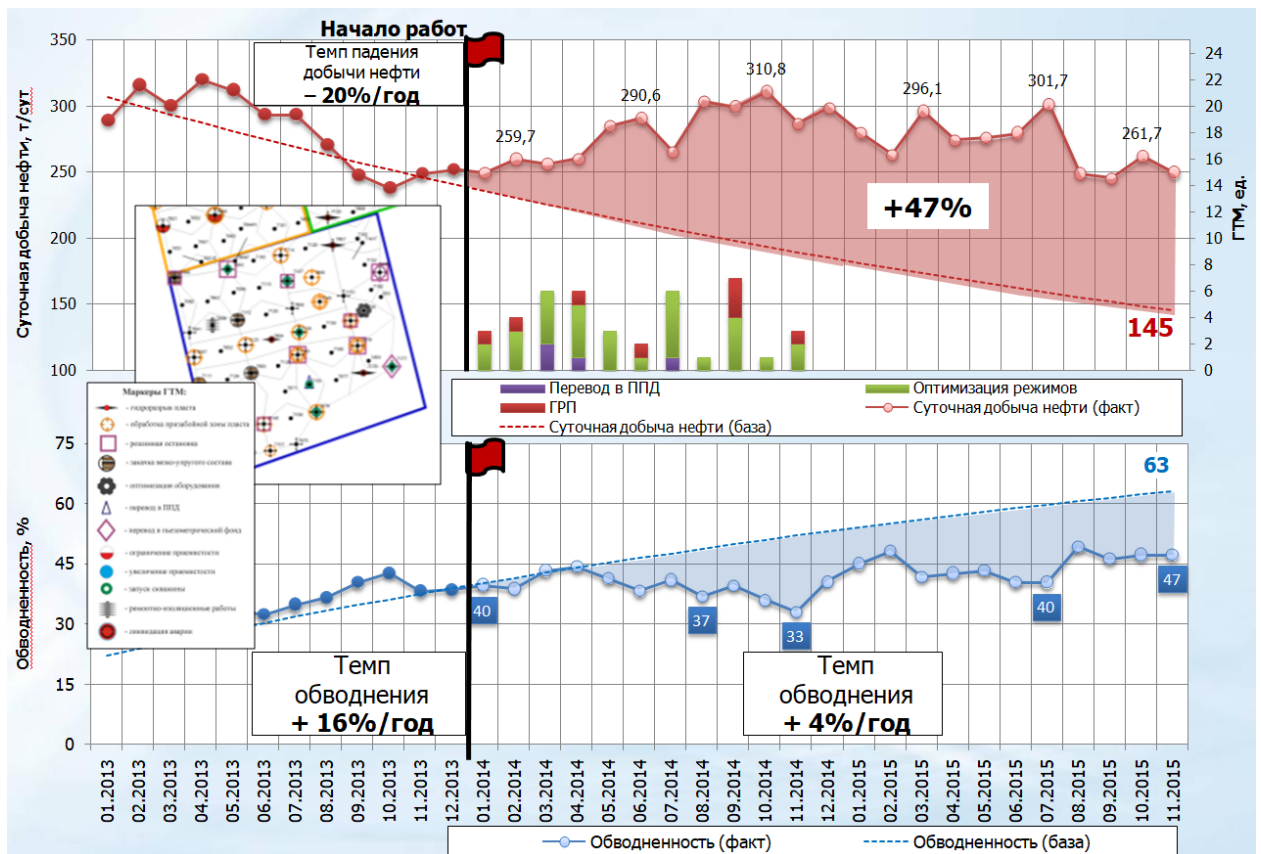


Рисунок 12 – Контроль соблюдения режима работы и изменения фактической добычи нефти при заводнении

Основные задачи: чтение цифровых индикаторов работы скважинного оборудования и узлов системы обустройства в режиме реального времени; определение трендов в показателях индикаторов, доверительных интервалов; автоматическое формирование рекомендаций выполнения контрольных замеров в случае неопределенности в показателях индикаторов; генерация сигналов отклонения фактических показателей индикаторов от расчетных на основе статистических моделей; диагностика проблем на основе сигналов; автоматическая инициация процедур в соответствии с набором правил, формализованных в виде регламента и предполагающих минимальное участие специалиста-технолога в принятии решений.

Процедуры управления заводнением автоматизированы в экспертной системе поддержки принятия решений ПК «АТЛАС-Управление заводнением», созданной в 2013 году, апробированной на месторождениях Западной Сибири и Казахстана. Программный комплекс предназначен для

решения задач оптимизации процесса закачки воды в пласт с целью увеличения добычи нефти и снижения эксплуатационных затрат. Он подтверждает расчетную эффективность автоматизации процессов управления заводнением на нефтяных месторождениях Западной Сибири:

1. увеличение добычи нефти на 10-25%;
2. снижение операционной себестоимости на 10% [10].

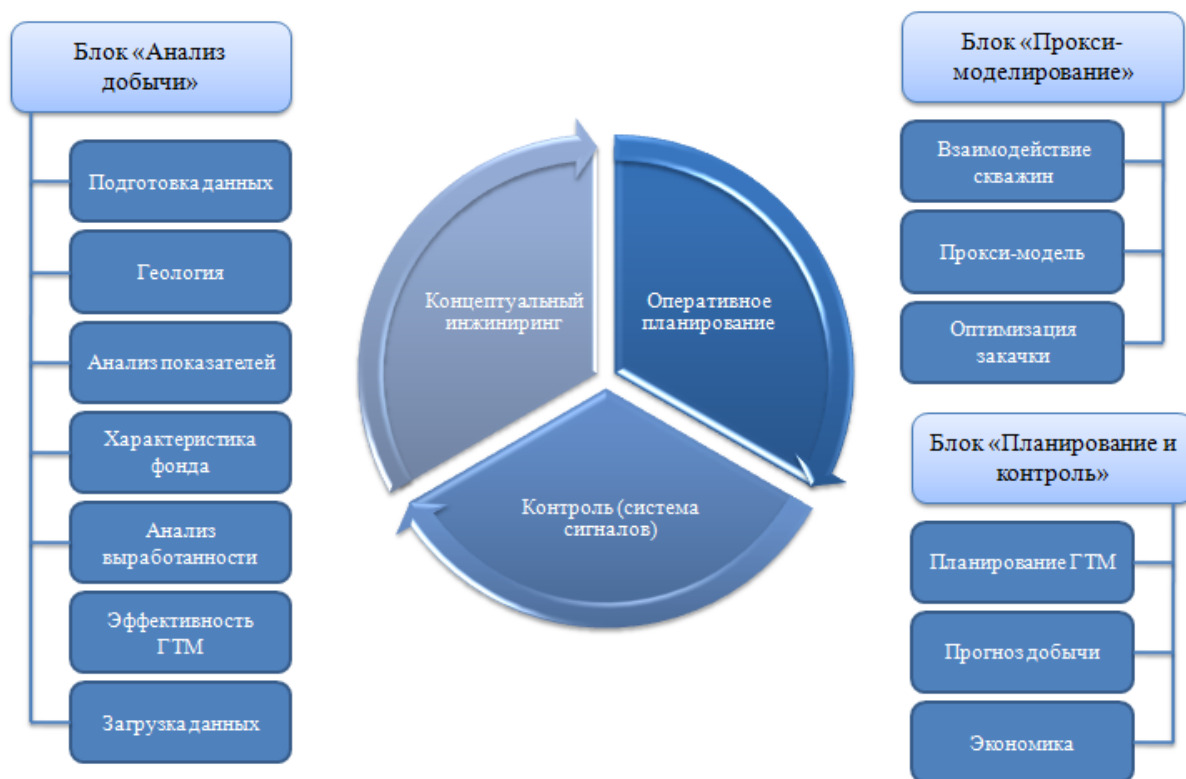


Рисунок 13 – Схема модулей ПО «АТЛАС – Управление заводнением»

Благодаря совместной работе всех модулей, функциональное предназначение программного продукта заключается в автоматизации процессов:

1. формирование структурированного электронного архива дел скважин;
2. анализ взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин;
3. расчёт компенсации отбора жидкости закачкой в скважинах;
4. создание прокси-модели для решения оптимизационных задач;
5. технико-экономическое обоснование оптимальных режимов работы скважин;

6. формирование графика работ на месторождении;
7. обоснование плана по добыче нефти и закачке воды.

3 СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для оценки эффективности влияния системы заводнения проводится количественный анализ, в котором указывается степень влияния объема закачки на технологические показатели работы добывающих скважин. Данный анализ предлагает регулировать заводнение, и достигать ожидаемого технологического результата посредством управления объемами закачиваемой в пласт воды для выравнивания профиля заводнения и привлечения в разработку тех областей, которые ранее дренируемы не были.

Произвести решение ранее поставленных задач возможно путем анализа и сопоставления различных показателями разработки нефтяного месторождения. Режимы работы скважин, изменения полей давления и направления воздействия закачкой являются основными анализируемыми параметрами. Дополнительно с учетом геометрии расположения добывающих и нагнетательных скважин по площади, уровня их взаимодействия между собой, объема добычи и закачки предполагается построение карт отборов закачкой, а также текущей и накопленной компенсаций. Затем происходит выделение районов дисбаланса (несоответствия): перекомпенсации и недокомпенсации отборов закачкой.

В выделенных зонах следует наметить проведение ГТМ, чтобы выровнять фронт заводнения и обеспечить оптимальную выработку нефти по отдельному разрабатываемому участку. Суть предлагаемого метода заключается в увеличении эффективности закачки воды в нефтяной пласт, вовлекая в разработку области, ранее не дренируемые.

В случае нерегулярных систем разработки области (участки) предполагается производить максимально упрощенно. На практике, нарушенную геометрию расположения скважин, относительно регулярных систем, имеет большая часть нефтяных месторождений Западной Сибири. В данном методе для того, чтобы определить блоки заводнения, следует строить области Вороного [8]. Но у данного метода отсутствует

комплексность и целостность. Так, при его анализе не рассматривается и не принимается во внимание энергетическое состояние пласта и выработка геологических запасов по разрезу, основываясь только на технологических показателях работы скважин. Группировка скважин, проводимая по типу «нагнетательная - реагирующие добывающие», по областям Вороного, имеет большую погрешность. Кроме того, когда определяют тесноту гидродинамической связи нагнетательных и соответствующих добывающих скважин через закачку и забойное давление не учитывают внешнее воздействие скин-фактора, что также является большим упущением и существенным недостатком.

Поэтому для достоверного анализа системы заводнения оценку гидродинамической связи следует производить через геометрические (расстояние между скважинами, полученное через координаты пластопересечения) и геологические (проницаемость, эффективная толщина пласта) параметры.

Вышеописанный подход совместно с показателями выделенных соседних скважин позволяет найти значение поскважинной компенсации, через вычисление объема воды, закаченной в пласт на каждую добывающую скважину, где распределение происходит через параметр гидропроводности, который учитывает неоднородность геологического строения (рисунок 14).

Чтобы оценить степени воздействия систем заводнения нужно проанализировать режим эксплуатации скважин и их дебиты, соответственно. Сформировать вывод об эффективности реализуемой системы, можно сопоставляя режим эксплуатации с замеренными значениями пластового давления. Так, при снижающемся пластовом давлении, система заводнения не эффективна, а при стабильном или растущем пластовом давлении система поддержания пластового давления эффективна.

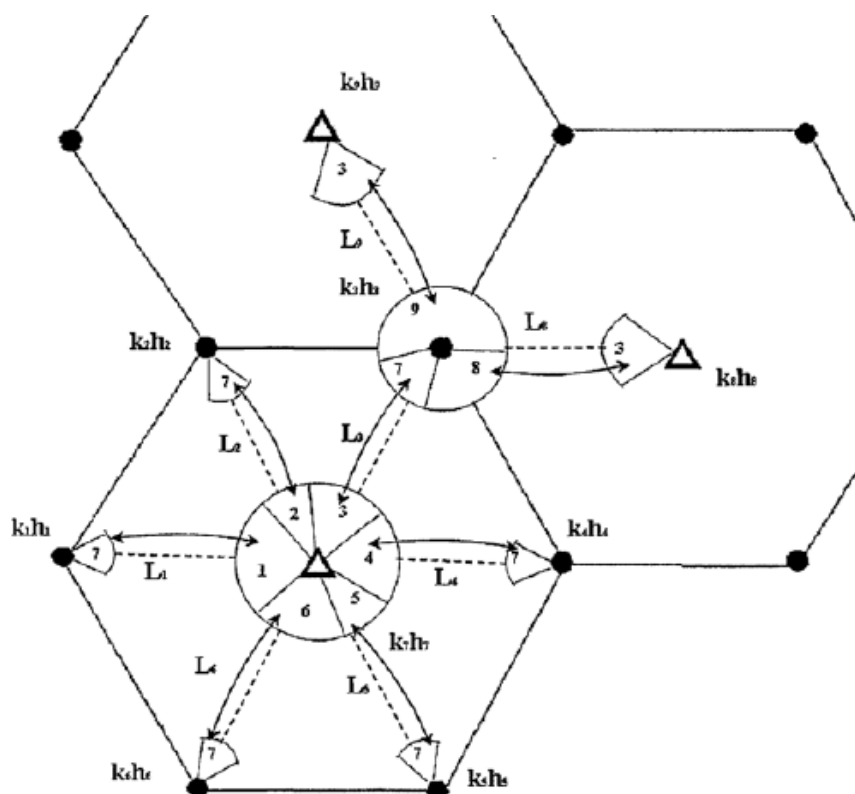


Рисунок 14 – Схема определения распределения закачиваемой воды

Качественная оценка воздействия предполагается через построение карт влияния закачки (для отдельных объектов разработки). Необходимость построения карт, как и их количество, зависит от продолжительности разработки залежи.

В зависимости от проводимого анализа, строить карты текущее и накопленной компенсации предлагается проводить тремя способами:

1. «Поблочно» – распределение объема закачиваемой в пласт воды пропорционально значению тесноты связи, то есть по методу парной корреляции групп скважин, основанных по областям Вороного (приложение А, Б);
2. «По добыче жидкости» – распределение объема закачки пропорционально значению объема добычи добывающих скважин (приложение В, Г);
3. «Комбинированно» – распределение объема закачки совмещенным образом (то есть объединяя результаты расчетов по двум первым способам): поскважинное значение и поблочное (приложение Д, Е) [10].

Расчет значения компенсации «поблочно» предполагает, что значение компенсации блока присваивается вошедшим в него добывающим скважинам, регулирование закачки сводится к изменению приемистости центральной нагнетательной скважины, либо суммарной добычи жидкости добывающих скважин. Данный метод определения реагирующих добывающих скважин на закачку нагнетательных основан на геометрическом определении соседних скважин, и применим при регулярной площадной системе разработки с равным расстоянием между скважинами, что на практике встречается исключительно редко. Распределение закачиваемой воды по площади залежи предлагается производить пропорционально расстоянию от нагнетательной до добывающих и проницаемости, при этом не учитываются другие факторы (структурная отметка, создание воронок депрессии в процессе добычи жидкости).

При построении карт по второму методу скважинного определения компенсации предполагается регулирование системы разработки только добывающими скважинами, путем регулирования объемов отбора жидкости, тем самым выравнивание полей компенсации.

Совмещенный метод анализа наиболее оптимальный, поскольку позволяет регулировать систему разработки как нагнетательными, так и добывающими скважинами, при этом анализ производится по блокам заводнения и более детально, по отдельным скважинам.

Из всего вышесказанного следует, что для оценки динамики формирования системы заводнения, которая позволяет определить степень реализации и эффективность проекта и охват заводнением по площади объекта используют:

1. динамику соотношения действующего фонда нагнетательных и добывающих скважин, и его изменения;
2. изменение во времени и пространстве охвата нагнетательным фондом по площади распределения и приемистости фонда нагнетательных скважин.

Чтобы оценить энергетическое состояние пласта, и локализовать зоны с наибольшим снижением пластового давления, а также проанализировать динамику изменения пластовых давлений, определения их потери в цепочке забой нагнетательных – забой добывающих скважин используют:

1. карту пластовых давлений;
2. динамику изменения давлений (пластовых и забойных);
3. динамику перепада давлений между забоями добывающих и нагнетательных скважин.

Выделяют ряд методов, которые позволяют детализировать и расширить анализ влияния систем заводнения на энергетическое состояние пласта, в сравнении с существующими вариантами.

3.1 Обзор методов анализа эффективности системы заводнения

Метод группировки скважин «нагнетательная - реагирующие добывающие»

Метод группировки скважин позволяет оперативно формировать группы скважин по типу «нагнетательная – реагирующие добывающие» согласно их взаимному расположению по всей площади разрабатываемого месторождения (рисунок 15). Рассматриваемый метод предоставляет возможность существенно сократить период времени, необходимого для группировки добывающих и нагнетательных скважин.

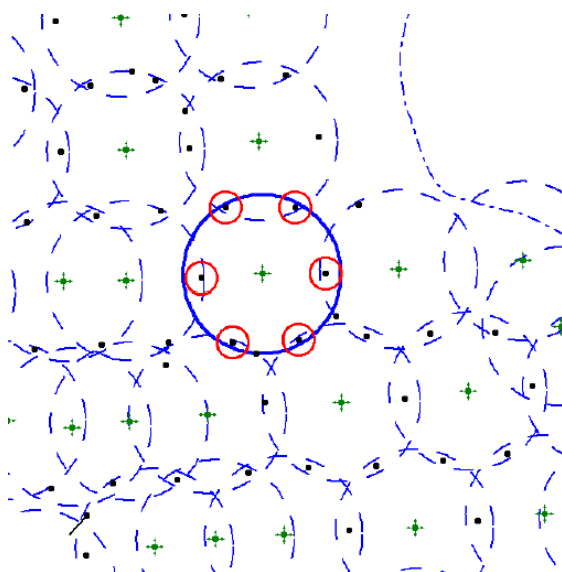


Рисунок 15 – Метод группировки по расстоянию

Однако есть существенный недостаток применимости представленного метода – это ограничение лишь площадными системами разработки с регулярной сеткой скважин, так как на рядных системах и системах с неупорядоченным расположением скважин велика вероятность того, что окружности будут распространяться на скважины, которые находятся через два и более очага заводнения, вследствие этого, гидродинамическая связь между такими скважинами наряд ли имеет возможность существовать (рисунок 16).

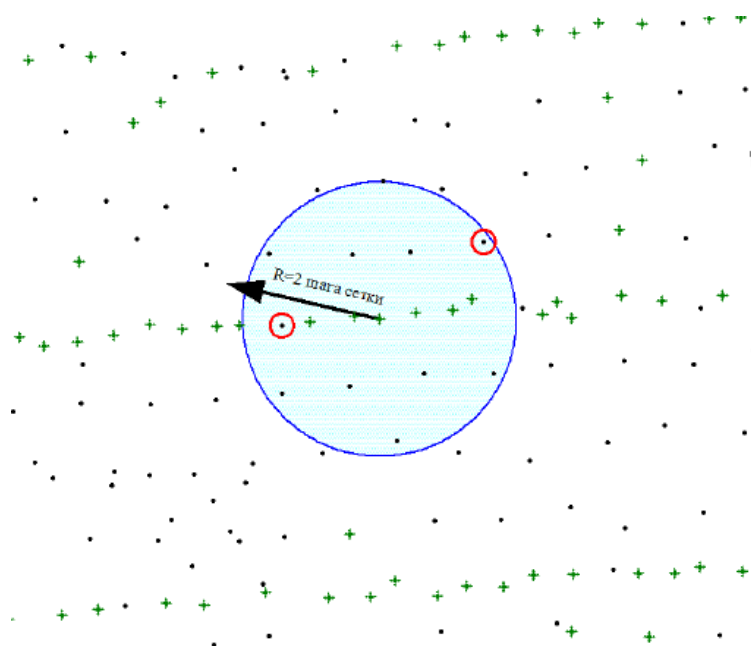


Рисунок 16 – Недостаток метода группировки по расстоянию

Метод распределения закачки по площади залежи

Метод распределения закачки по площади залежи предоставляет возможность производить оценку уровня компенсации отборов жидкости закачкой по каждой отдельной скважине, принимающей участие в добыче. Сопоставляя данный параметр с технологическими показателями работы, можно создать руководство, в формате поскважинной программы ГТМ, по воздействию как на добывающие, так и на нагнетательные скважины, для усиления эффективности реализуемой системы заводнения.

При распределении закачки по площади залежи учитывается влияние пяти факторов:

1. Объемный фактор, который учитывает порядок распределения закачки нагнетательной скважины пропорционально объему не скомпенсированной жидкости каждой добывающей скважины; его физическая сущность заключается в следующем: отбор жидкости скважиной обуславливает снижение пластового давления в пределах её зоны дренирования, а вода, закачиваемая в пласт воздействующей нагнетательной скважиной, будет стремиться из зоны с повышенным пластовым давлением (возле нагнетательной скважины) в зону дренирования добывающей, компенсируя объем отобранного пластового флюида (рисунок 17).

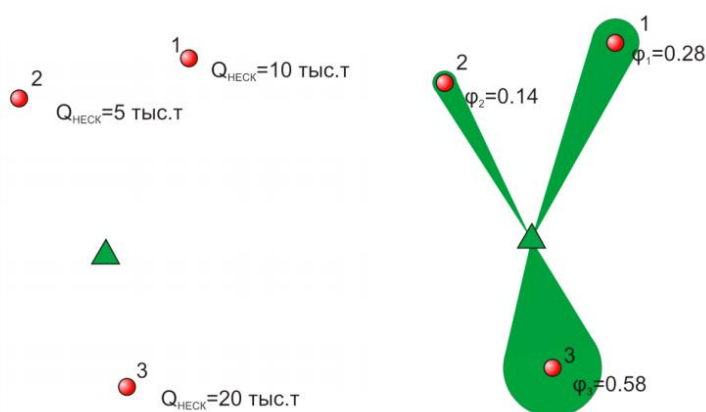


Рисунок 17 – Расчет объемного фактора: исходные данные (слева), результат расчета (справа)

2. Пространственный фактор, который учитывает расстояние от нагнетательной скважины до реагирующих добывающих и взаимное расположение всех реагирующих добывающих скважин относительно влияющей нагнетательной. Установлено, что, чем ближе нагнетательная скважина расположена к добывающей, тем больший объем, закаченной в пласт воды, она воспримет на себя (рисунок 18).

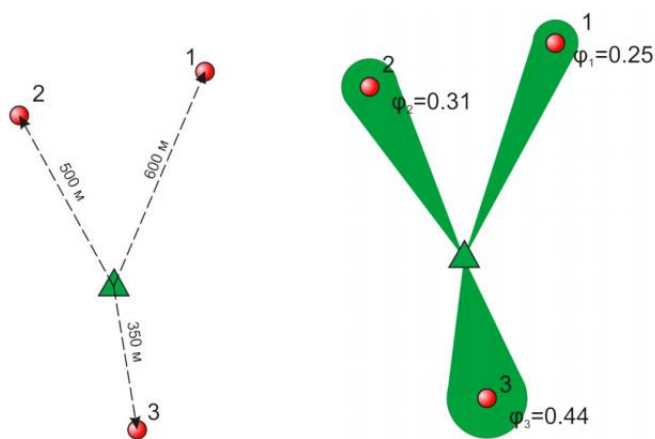


Рисунок 18 – Расчет пространственного фактора: исходные данные (слева), результат расчета (справа)

3. Структурный фактор, который базируется на абсолютной отметке залегания продуктивного пласта; при его расчете принимается во внимание взаимное расположение всех реагирующих добывающих скважин по глубине относительно влияющей нагнетательной, то есть чем глубже залегает рассматриваемый пласт относительно других пластов, тем больше процент вероятности того, что закачиваемая вода будет двигаться в больших объемах именно к нему. Его следует пересчитывать только в случае остановки добывающей скважины (рисунок 19).

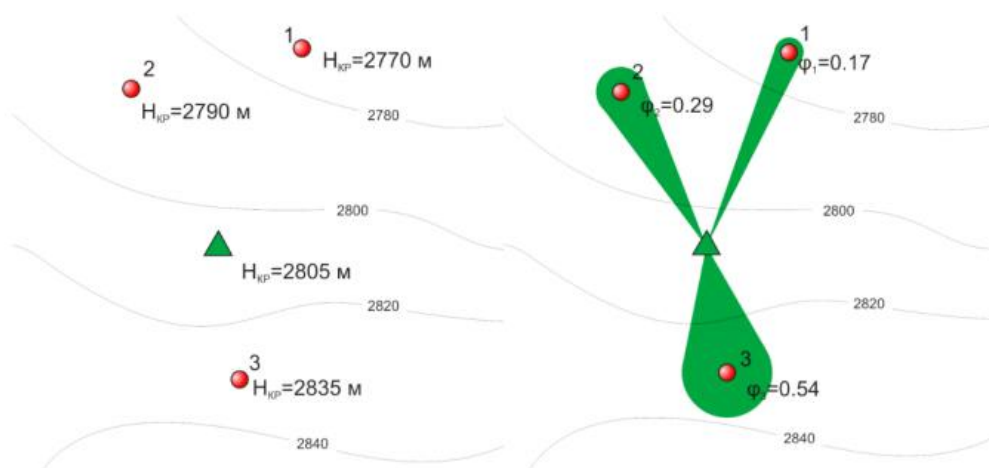


Рисунок 19 – Расчет структурного фактора: исходные данные (слева), результат расчета (справа)

4. Мощностной фактор, который основывается на величине толщины пласта, и принимает во внимание объем пород, по которым происходит

фильтрация воды. Физический смысл мощностного фактора заключается в соображении о приоритетности движения объемов закачиваемой воды по частям пласта с наибольшей толщиной.

5. Фильтрационный фактор, который учитывает проводимость коллектора; его физическая сущность заключается в предположении о приоритетном движении объемов закачиваемой воды по более высокопроницаемым направлениям. Так, формирование каналов опережающего обводнения и прорыв воды от нагнетательных скважин к добывающим объясняется наличием каналов низкого фильтрационного сопротивления, и чаще наблюдается при наличии высокопроницаемых прослоев (рисунок 20).

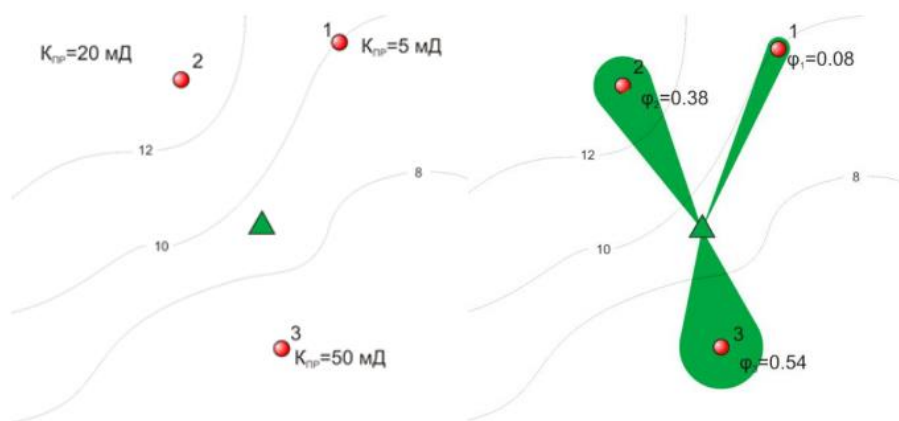


Рисунок 20 – Расчет фильтрационного фактора: исходные данные (слева), результат расчета (справа)

Всем этим факторам, наряду с проведенным регрессионным анализом, присвоен вес, при этом полученные значения могут изменяться в зависимости от геологических особенностей разрабатываемого объекта и расположения [10].

С применением всех вышеперечисленных методов, можно произвести детальный анализ применяемой на месторождении системы заводнения и описать величину влияния закачки на технологические показатели работы скважин.

3.2 Методика повышения эффективности реализуемой системы заводнения

Для формирования рекомендации по усовершенствованию реализуемой системы заводнения рекомендуется распределить скважины в 4 группы, согласно технологическим показателям работы и дополнительно более детально определенным параметрам, например, влиянию нагнетательных скважин, текущей и накопленной компенсации [10].

Для скважин первой группы характерны: перекомпенсация отборов закачкой; незначительное снижение пластового давления в течение рассматриваемого периода времени относительно начального не более чем на 15%; значение депрессии ниже средней по залежи. В виду того, что энергетическое состояние пласта скважин первой группы находится на удовлетворительном уровне (наблюдается незначительное уменьшение значение величины пластового давления, при этом компенсация отборов закачкой превышает отборы жидкости), а так же существует возможность снижения забойного давления, следует увеличить отборы жидкости (произвести смену насосного оборудования).

Для скважин второй группы характерны: оптимальное значение компенсации (на уровне 100%); незначительное снижение пластового давления за рассматриваемый период времени относительно начального не более чем на 15%; значение депрессии выше средней по залежи. В виду того, что энергетическое состояние пласта скважин данной группы находится на удовлетворительном уровне (наблюдается незначительное уменьшение значение величины пластового давления, при этом компенсация отборов закачкой соответствует отборам жидкости), и наблюдается снижение забойного давления, следует произвести обработку призабойной зоны пласта (ОПЗ), чтобы улучшить связи пласта с забоем и оптимизировать работу насосного оборудования.

Для скважин третьей группы характерны: перекомпенсация отборов закачкой; снижением пластового давления за рассматриваемый период

времени относительно начального давления более чем на 15%. Ввиду того, что объем закачиваемой в пласт воды сильно превышает фактические отборы, в области расположения данных скважин обнаруживается низкая эффективность закачки, и тогда в нагнетательных скважинах предполагается наличие либо внутрислоевых перетоков либо не герметичность эксплуатационной колонны. Поэтому в скважинах третьей группы следует проводить дополнительные промыслово-геофизических исследований, и уже по полученным результатам, планировать геолого-технических мероприятий, улучшающие положение.

Для скважин четвертой группы характерны: недокомпенсация отборов закачкой; снижение пластового давления за рассматриваемый период времени относительно начального давления более чем на 15%. В районе данных скважин наблюдается снижение пластового давления и недостаток закачки, поэтому следует снижать темпы отборов в добывающих скважинах, при этом постепенно увеличивая объемы закачки, по возможности рекомендуется увеличивать охват закачкой, а так же дополнительно проводить обработку призабойной зоны пласта и применять физико-химические методы увеличения нефтеотдачи нагнетательных скважин.

Таким образом, изменение давления в пределах 15% может быть скорректировано, с учетом величины начального пластового давления разрабатываемого объекта и значения давления насыщения нефти газом.

Основа предлагаемой методики базируется на анализе технологических показателей работы нагнетательных и добывающих скважин, результатах промыслово-геофизических исследований (ПГИ), полученных по результатам промысловых исследований.

Условно предлагаемую методику можно разделить на следующие этапы:

1. Сбор и подготовка исходных данных;
 - Подготовка технологических показателей работы скважин;

- Подготовка данных о пластовых давлениях, инструментальные замеры пластового давления, данные гидродинамических исследований и замеры динамического уровня;
 - Подготовка геолого-физических характеристик пласта в районе добывающих и нагнетательных скважин, РИГИС;
2. Анализ интенсивности воздействия на пласт;
- Оценка выполнения проектных решений проектного документа (динамика формирования системы заводнения);
 - Оценка энергетического состояния с применением карты изобар;
 - Формирование групп «нагнетательная - реагирующие добывающие» по методу группировки скважин;
 - Определение поскважинного значения компенсации по методу распределения закачки по площади залежи;
3. Анализ изменения технологических показателей;
- Оценка изменения пластового давления по скважинам за период;
 - Оценка изменения динамического уровня по скважинам за период;
 - Оценка изменения добычи жидкости (дебитов) по скважинам за период;
4. Формирование рекомендаций по совершенствованию системы заводнения;
- Выделение скважин с перекомпенсацией, со снижением пластового давления не более чем на 15% в течение года и депрессией ниже средней;
 - Выделение скважин с нормальным значением компенсации, снижением пластового давления не более чем на 15% и средней депрессией;
 - Выделение скважин с перекомпенсацией отборов и со снижением пластового давления более чем на 15% в течение года;

- Выделение скважин с недокомпенсацией и со снижением пластового давления более чем на 15% в течение года;
- По каждой группе формируются рекомендации по совершенствованию системы разработки.

Проведенный анализ показал, что распределение скважин по группам, относительно энергетического состояния пласта, значения компенсации отборов закачкой, технологических показателей работы, а также планирование геолого-технических мероприятий позволяют сформировать комплексный подход к совершенствованию реализуемой системы заводнения.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Сытниковой Софье Андреевне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
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 научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых и человеческих	Стоимость материально-технических, финансовых и человеческих ресурсов по моделированию технологии заводнения нефтяного месторождения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Средняя тарифная ставка стоимости 1 кВт·ч электроэнергии для промышленных предприятий.
3. Используемая система налогообложения, ставки налоговых отчислений	Ставка налога на прибыль 20%; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%; Ставка дохода на инвестиции 15%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Экономическое обоснование выделения зон недокомпенсации и перекомпенсации для повышения выработки запасов нефти при регулировании закачки воды
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет изменения объемов добываемой нефти и ее себестоимости за счет оптимизированной системы заводнения с учетом затрат на энергию по извлечению нефти, оплату заработной платы, амортизационный отчисления и др.
3. Определение финансовой, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономического эффекта от внедрения исследуемого метода.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Сытникова Софья Андреевна		

4 **ФИНАНСОВЫЙ** **МЕНЕДЖМЕНТ,** **РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Данная выпускная квалификационная работа представлена изучением технологии применения заводнения на нефтяных месторождениях Западной Сибири, с целью улучшения энергетических характеристик пласта.

Представленная глава отражает обоснование экономической эффективности выделения зон недокомпенсации и перекомпенсации для повышения выработки запасов нефти при регулировании закачки воды и отборов нефти на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Системы поддержания пластового давления (ППД) нефтяных месторождений характеризуются высокой энергоемкостью. При перекомпенсации объемы воды, закачиваемой в продуктивный пласт для интенсификации притока, в 2-3 раза превышают объемы добываемой воды. При нормальном раскладе, когда количество закаченной в пласт воды равно количеству извлеченной, энергетические затраты на систему ППД уже составляют 30-35% общего энергопотребления в нефтедобыче, а при перекомпенсации эти значения доходят до 40%. О размерах возможного эффекта с точки зрения энергосбережения здесь можно судить по величине удельного электропотребления, которое составляет 80-100 кВт·ч на 1 т добываемой нефти [17].

Энергоэффективность в системах ППД связана с обеспечением поскважинного управления закачками с возможностью формирования систем воздействия на отдельные блоки, участки и месторождения в целом, ввиду выделения зон перекомпенсации и недокомпенсации закачкой. В данном случае эффект заключается в увеличении коэффициента извлечения нефти (КИН), повышении интенсивности отборов нефти, за счет корректировки объемов закачиваемой в пласт воды между этими зонами.

Нефтедобывающими предприятиями ведется постоянный поиск решений по сокращению затрат на данном направлении, повышение ресурсо- и энергоэффективности за счет выявления зон перекомпенсации и

недокомпенсации и изменения объемов закачки воды для стабилизации пластового давления и увеличения притока нефти является актуальной задачей для отрасли добычи нефти. Кроме того, специфика расположения нефтяных месторождений Западной Сибири в труднодоступных и удаленных районах делает вопросы экономической эффективности социально значимыми для нефтедобывающих регионов.

4.1 Расчет экономической эффективности от внедрения мероприятий регулирования заводнения посредством выделения зон недокомпенсации и перекомпенсации

Среднесуточный дебит скважин до внедрения мероприятий по регулированию заводнения: $q_1=33$ т/сут;

Среднесуточный дебит скважин после внедрения: $q_2=42$ т/сут;

Коэффициент эксплуатации скважин до внедрения: $K_{э1}=0,944$;

Коэффициент эксплуатации скважин после внедрения: $K_{э2}=0,965$.

Объем добычи нефти до внедрения можно определить по формуле:

$$Q_1=q_1 \cdot N_{\text{скв}} \cdot C_{\text{вр}} \cdot K_{э}, \text{ т.} \quad (2)$$

где q_1 – дебит в тоннах по скважине, принимаемый в расчетах на один скважино-месяц, отработанный до внедрения мероприятий;

$C_{\text{вр}}$ – время работы действующих скважин;

$K_{э1}$ – коэффициент эксплуатации до внедрения.

$$Q_1=33 \cdot 16 \cdot 360 \cdot 0,944 = 179435,52 \text{ т} \quad (3)$$

Изменение объема добычи нефти за счет регулирования системы ППД после определения зон перекомпенсации и недокомпенсации можно определить следующим образом:

1. за счет изменения дебита скважин (если установить зоны с перекомпенсацией, можно уменьшить объемы закачиваемой воды, и снизить обводненность продукции, с зоной недокомпенсации поступают иначе, постепенно увеличивают закачку воды, тем самым увеличивая объем извлекаемой нефти):

$$Q_d = C_{\text{вр}} \cdot K_{э1} \cdot (q_2 - q_1), \text{ т.} \quad (4)$$

$$Q_d = 360 \cdot 0.944 \cdot (42 - 33) = 3058,56 \text{ т.} \quad (5)$$

2. за счет изменения коэффициента эксплуатации:

$$Q_K = q_1 \cdot C_{вр} \cdot (K_{э2} - K_{э1}), \text{ т.} \quad (6)$$

$$Q_K = 33 \cdot 360 \cdot (0,965 - 0,944) = 249,48 \text{ т.} \quad (7)$$

Общее изменение объема добычи нефти:

$$Q = Q_d + Q_K = 3058,56 + 249,48 = 3308,04 \text{ т.} \quad (8)$$

Объем добычи нефти после внедрения мероприятия рассчитывается по формуле:

$$Q_2 = Q_1 + Q = 179435,52 + 3308,04 = 182743,56 \text{ т.} \quad (9)$$

4.2 Расчет себестоимости добычи нефти от внедрения мероприятий регулирования заводнения

Основные статьи для расчета себестоимости добычи:

1. Расходы на энергию по извлечению нефти;
2. Расходы по искусственному воздействию на пласт;
3. Заработная плата основная и дополнительная;
4. Отчисления работодателя;
5. Амортизация скважин;
6. Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе расходы по подземному текущему ремонту скважин;
7. Затраты на строительство скважин;
8. Прочие производственные расходы.

Внедряемые мероприятия могут привести к изменению одной или нескольких статей затрат, входящих в общую структуру себестоимости добычи нефти.

Предположим, что внедряемое мероприятие влияет на все статьи затрат.

1. Статья «Расходы на энергию по извлечению нефти» включает расходы на все виды энергии.

$$Z_3 = (\mathcal{E}_1 - \mathcal{E}_2) \cdot Ц_э, \text{ руб.} \quad (10)$$

\mathcal{E}_1 и \mathcal{E}_2 – расход электроэнергии до и после внедрения мероприятия, кВт·ч;

\mathcal{C}_3 – цена 1кВт·ч, руб. (3,2 руб. по состоянию на 21.04.2020).

$$\mathcal{Z}_3 = (14399-74264) \cdot 3,2 = -191568 \text{ руб.} = -2568,95 \$ \text{ (по курсу ЦБ РФ на 21.04.2020: 74,6657 RUB/USD)} \quad (11)$$

2. Статья «Расходы по искусственному воздействию на пласт» включает затраты на законтурную и внутриконтурную закачку воды для повышения нефтеотдачи пластов.

$$\mathcal{E}_{3.в.} = Q_{3.в.} \cdot \mathcal{E}_н \cdot \mathcal{C}_3, \text{ руб.} \quad (12)$$

где, $Q_{3.в.}$ – объем закачки воды после внедрения мероприятия, м³;

$\mathcal{E}_н$ – норма расхода электроэнергии на закачку 1м³ воды, кВт/ч.

$$\mathcal{E}_{3.в.} = 4335,7 \cdot 17 \cdot 3,2 = 235862,08 \text{ руб.} = 3162,93 \$ \quad (13)$$

3. Статья «Заработная плата основная и дополнительная»

Изменение затрат по основной заработной плате рассчитывается лишь в том случае, если внедряемые мероприятия приводят к изменению численности работающих или их квалификации. При изменении численности и разряда рабочих, изменение фонда заработной платы нужно рассчитывать на основе тарифных ставок в зависимости от системы оплаты труда.

Если же меняется только численность, то экономию заработной платы рассчитывают за счет сокращения численности промышленно-производственного персонала (ППП).

$$\mathcal{Z}_{ппп} = S_{3/п} \cdot K_{пр} \cdot K_{терр} \cdot \mathcal{C} \cdot 12, \text{ руб.} \quad (14)$$

$S_{3/п}$ – средняя заработная плата работника, тыс. руб.;

$K_{пр}$ – премиальный коэффициент, который отражает дополнительную заработную плату ППП, предусмотренную законодательством о труде;

\mathcal{C} – число высвободившихся работников, чел.

$$\mathcal{Z}_{ппп} = 301 \cdot (20500/95) \cdot 1,14 \cdot 1,4 \cdot 1,25 \cdot 12 = 1554965,9 \text{ руб.} = 20852,3 \$ \quad (15)$$

4. Статья «Отчисления работодателя»

Отчисления работодателя на социальное страхование, в пенсионный фонд и фонд занятости берутся по установленным нормам на

соответствующий период времени и составляет 30% от фонда оплаты труда (ФОТ).

Эта статья изменяется прямо пропорционально изменению фонда оплаты труда, а внедряемые мероприятия обеспечивают либо экономию, либо перерасход фонда заработной платы.

$$30\% \text{ от ФОТ: } 0,3 \cdot 1554965,9 = 466489,8 \text{ руб.} = 6255,7 \$ \quad (16)$$

5. Статья «Амортизация скважин»

Амортизацию основных производственных фондов (ОПФ) начисляют по установленным нормам от первоначальной стоимости скважин, срока их полезного использования и прочих основных расходов, связанных с эксплуатацией и нововведениями.

$$A_r = n \cdot C_n \cdot N_a / 100, \text{ руб.} \quad (17)$$

n – количество скважин;

C_n – стоимость одной скважины;

N_a – норма амортизации. (18)

$$A_r = 16 \cdot 18000000 \cdot 6,7 / 100 = 19296000 \text{ руб.} = 258761,3 \$ \quad (19)$$

6. Статья «Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе расходы по подземному и текущему ремонту скважин»

Затраты по подземному текущему ремонту скважин определяется как 0,1-1,2% от стоимости ОПФ: 28483254,83 руб. или 381963,6 \$

7. Статья «Прочие производственные расходы» включают отчисления на содержание дорог.

Прочие расходы берутся как 25% от ФОТ: 388741,5 руб. или 5213,1 \$

8. Статья «Расходы на строительство скважин» входит в общие эксплуатационные затраты.

$$K_b = C_n \cdot n, \text{ руб.} \quad (20)$$

$$K_b = 18000000 \cdot 16 = 288000000 \text{ руб.} = 3862108,8 \$ \quad (21)$$

Сумма эксплуатационных затрат:

$$\text{Экспл. затрат} = 2568,9 + 3162,9 + 20852,4 + 6255,7 + 258761,3 + 381963,6 + 5213,1 = 50616875,27 \text{ руб.} = 678777,9 \$ \quad (22)$$

$$C_2 = \text{Экспл. затрат} / Q_2 = 6787779 / 182743,56 = 37,1 \$ \quad (23)$$

Таким образом, годовой экономический эффект от предложенных мероприятий достигается за счет снижения себестоимости добычи нефти, ввиду сокращения используемой энергии, уменьшения амортизационных расходов, увеличения объемов извлекаемой нефти за тот же временной промежуток, что и до проведения мероприятий по регулированию заводнения.

При внедрении метода повышении интенсивности отборов нефти, за счет корректировки объемов закачиваемой в пласт воды в зонах недокомпенсации и перекомпенсации годовой экономический эффект определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = (C_1 - C_2) \cdot Q_2, \text{ руб.} \quad (24)$$

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = (39,92 - 3,71) \cdot 182743,56 = 6617144,3 \text{ руб.} = 88736,57 \$ \quad (25)$$

где, C_1 и C_2 – удельная себестоимость до и после внедрения мероприятия соответственно.

Таблица 2 – Результаты расчета экономической эффективности применения мероприятий, позволяющих регулировать заводнение посредством выделения зон перекомпенсации и недокомпенсации

Статьи затрат	До внедрения мероприятий	После внедрения мероприятий	Изменение затрат (+;-)
Расходы на энергию по извлечению нефти, руб.	321399,3	191568	-129831,3
Заработная плата основная и дополнительная, руб.	1856410	1554965,9	-301444,1
Амортизация скважин, руб.	31086469,7	19296000	-11790470
Прочие производственные расходы, руб.	446084,1	388741,5	-57342,6
Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, руб.	37375873,5	28483254,8	-8892619
Общепроизводственные расходы, руб.	432323053,5	288000000	-144323053,5
Внепроизводственные расходы, руб.	402904,9	466489,8	+63584,9
Итого затрат, руб.	503812195	338381020	-165431175
Добыча нефти, т.	179435,5	182743,6	-3308,1
Себестоимость 1 т нефти, руб.	2976,86	2766,57	-210,29

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» удалось рассчитать экономическую эффективность применения мероприятий, позволяющих поскважинно регулировать закачку воды для интенсификации притока нефти, посредством выделения зон перекомпенсации и недокомпенсации.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Сытниковой Софье Андреевне

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

Тема ВКР:

Комплексный анализ влияния систем заводнения на энергетическое состояние пласта при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования данной работы является система заводнения при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири.
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. 	Характерные особенности правового регулирования труда в нефтедобывающей отрасли и организация рабочей зоны.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные производственные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей климата на открытом воздухе; – превышение уровней вибрации и шума; – недостаточная освещённость рабочей зоны. Опасные производственные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности; – статическое электричество; – пожаровзрывобезопасность.
3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> – Защита атмосферного воздуха от загрязнения. – Защита поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения. – Защита и рациональное использование земель.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	При разработке и эксплуатации

	проектируемого решения существует риск возникновения чрезвычайной ситуации связанной с неконтролируемым выбросом нефти из негерметичных соединений.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Сытникова Софья Андреевна		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью ВКР является анализ применяемых в Западной Сибири систем заводнения и выявление их влияния на энергетическое состояние пласта.

В разделе «Социальная ответственность» будут рассмотрены вопросы, связанные с правовыми нормами трудового законодательства, техникой безопасности, как при воздействии вредных и опасных производственных факторов, так и при возникновении чрезвычайных ситуации, а также будут рассмотрены аспекты экологической безопасности, согласно специфике выполняемых работ.

Процесс поддержания пластового давления и интенсификации нефтедобычи заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по изменению режима работы скважины, контроль над системами закачки воды в пласт. Работы выполняются круглогодично, без прерывания на выходные и праздничные дни.

Работник, выполняющий прописанные операции, подвержен воздействию неблагоприятных производственных факторов, находясь на территории производственного объекта, которые классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 на вредные и опасные факторы [18] (таблица 3). Ввиду того, что работы производятся на открытом воздухе, в дневное и ночное время, происходит постоянный демонтаж оборудования, и выполнение работ связано с оборудованием, работающим под высоким давлением, возникает опасность воздействия этих факторов на организм работника. К вредным можно отнести: повышенный уровень общей вибрации и шума, недостаточная освещенность рабочей зоны, отклонение показателей климата на открытом воздухе (повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенная или пониженная влажность), а к вредным – статическое электричество, пожаровзрывобезопасность и механические опасности.

Таблица 3 –Возможные опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Разработка	Эксплуатация	
Отклонение показателей климата на открытом воздухе	+	+	Р 2.2.2006–05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда;
Превышение уровней шума и вибрации	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [19]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования; СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 [20]; ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация [21];
Недостаточная освещенность	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [22];
Механические опасности	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
Статическое электричество	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [23]; ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов; ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
Пожаровзрыво-безопасность	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования [24]; Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нефтяные месторождения Западной Сибири являются одними из наиболее крупных разрабатываемых нефтяных месторождений в России. Большая их часть относится к местности, приравненной к районам Крайнего Севера.

На работах с вредными или опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, выдаются, прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия, средства индивидуальной защиты в соответствии с типовыми нормами, утвержденными в порядке, установленном Правительством Российской Федерации [ст. 221 ТК РФ] [25].

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы [ст. 302 ТК РФ] [25].

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

1. устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
2. предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:
 - в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;

– в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней.

3. предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников [ст. 302 ТК РФ] [25].

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От того, как организованы рабочие места, во многом зависит эффективность выполняемого труда, его производительность, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования нефтедобывающего предприятия. Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с тонкостями организации производственного процесса.

Рабочее место персонала при осуществлении закачки воды в пласт и поддержании пластового давления в скважинах территориально расположено на кустовой площадке. Для удобства работы персонала на кустовой площадке устанавливают помещения, оборудованные системами отопления, для обогрева в холодное время года, и кондиционирования воздуха (или приточно-вытяжной вентиляцией). Кроме того, персонал должен быть снабжен всеми необходимыми средствами индивидуальной и коллективной защиты, рабочее место должно быть хорошо освещено, опасная зона при проведении работ должна быть огорожена.

5.2 Анализ вредных производственных факторов

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности. К ним относятся: неблагоприятные метеорологические условия, запыленность и загазованность воздушной среды, воздействие шума, инфра- и ультразвука, вибрации, наличие электромагнитных полей,

лазерного и ионизирующих излучений и др. Заболевания, возникающие под действием вредных производственных факторов, называются профессиональными.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Отклонение показателей климата является самым распространенным вредным производственным фактором, характерным для районов Крайнего Севера. Оно может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего и его работоспособности.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз – очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица – маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям;
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща;

- при температуре наружного воздуха ниже минус 25°С работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура плюс 25 °С;
- в холодное время года при безветренной погоде и температуре ниже минус 40°С, а также при скорости ветра более 20 м/с и температуре ниже 0°С работы приостанавливаются.

Превышение уровня вибрации

Многие месторождения Западной Сибири расположены в заболоченных и трудно проходимых местностях, поэтому доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБ, превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [19]. Норма на открытой местности составляет 80дБ, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБ. Согласно СП 51.13330.2011 [20] для устранения превышенного уровня шума применяют наушники и противозумные вкладыши.

Превышение уровней шума

Многие месторождения Западной Сибири расположены в заболоченных и трудно проходимых местностях, поэтому доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБ, превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [19]. Норма на открытой местности составляет 80дБ, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБ. Согласно СП 51.13330.2011 [20] для устранения превышенного уровня шума применяют наушники и противозумные вкладыши.

Недостаточная освещённость рабочей зоны

При работе в темное время суток рабочий объект должен быть освещен, во избежание получения производственных травм. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора, чья норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [22], при выполнении

данного условия применение дополнительных мер по улучшению освещенности не требуются.

5.3 Анализ опасных производственных факторов

Опасным производственным фактором (ОПФ) называют такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья. Производственная травма является результатом несчастного случая на производстве, под которым понимают случаи воздействия ОПФ на работающего при выполнении им трудовых обязанностей или заданий руководителя работ.

Механические опасности

Как правило, механическое травмирование является самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками травматизма является зачастую сами работники, а порой техногенные аварии или природные явления. Так как приходится работать с различными устройствами и на большой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, отвертками, пилами, перфораторами, поднимание и опускание лебедки для очистки от АСПО, и т.д.

Давление затрубного пространства на кустовых площадках находится в диапазоне от 0,4 МПа до 2,5 МПа. Технология заводнения подразумевает закачку воды в затрубное пространство, поэтому необходимо создавать давления в нагнетательной линии превышающее затрубное давление. В связи с этим возникает опасность получения механических травм, связанных с вылетом крепежных соединений из запорной арматуры.

Для защиты от механических травм применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства и

сигнализации. Также применяют средства индивидуальной защиты: спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Кроме того, необходимо проводить регулярные проверки состояния оборудования и инструктажи по технике безопасности.

Статическое электричество

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти и воды друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке воды возникают как в самой воде, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых она находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Технологические операции с водой, которая является хорошим диэлектриком, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества необходимо при проведении заводнения необходимо заземлить все насосные станции и установки, во время закачки воды.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год, сопротивление заземляющего проводника не должно превышать 4 Ом [27].

Пожаровзрывобезопасность

Проведение работ связанных с интенсификацией добычи нефти, так или иначе, связано с необходимостью проведения пожаровзрывоопасных мероприятий.

Предотвращение образования взрывоопасной среды внутри технологического оборудования должно быть обеспечено:

- герметизацией технологического оборудования;
- поддержанием состава и параметров среды вне области их воспламенения;
- применением ингибирующих (химически активных) и флегматизирующих (инертных) добавок;
- конструктивными и технологическими решениями, принятыми при проектировании производственного оборудования и процессов.

Предотвращение воздействия на опасных и вредных производственных факторах, возникающих в результате взрыва, и сохранение материальных ценностей обеспечиваются:

- установлением минимальных количеств взрывоопасных веществ, применяемых в данных производственных процессах;
- применением огнепреградителей, гидрозатворов, водяных и пылевых заслонов, инертных (не поддерживающих горение) газовых или паровых завес;
- применением оборудования, рассчитанного на давление взрыва;
- обваловкой и бункеровкой взрывоопасных участков производства или размещением их в защитных кабинах;
- защитой оборудования от разрушения при взрыве при помощи устройств аварийного сброса давления (предохранительные мембраны и клапаны);
- применением быстродействующих отсечных и обратных клапанов;
- применением систем активного подавления взрыва;
- применением средств предупредительной сигнализации.

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов). При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

5.4 Охрана окружающей среды

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение природной среды промышленными, бытовыми и лабораторными отходами.

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок;

- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений.

Защита атмосферного воздуха от загрязнения

Основными причинами аварий, связанных с загрязнением атмосферы являются: механические повреждения насосно-компрессорных труб (НКТ) при проведении операций по закачке воды в пласт и несоблюдение техники безопасности.

Для того чтобы этого избежать необходимо: применение оборудования заводского изготовления и четкое следование технологии проведения производственных операций, без отклонений от общего плана или некоторого пункта, а также при размещении, проектировании, строительстве и вводе в эксплуатацию новых и реконструированных объектов, при техническом перевооружении действующих объектов нужно осуществлять меры по максимально возможному снижению выброса загрязняющих веществ с использованием малоотходной и безотходной технологии, комплексного использования природных ресурсов, а также мероприятия по улавливанию, обезвреживанию и утилизации вредных выбросов и отходов [26].

Защита поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Нефть попадает в природные воды в процессе поступления нефти в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины, ее не герметичности и

перенасыщении продуктивной залежи, закаченной водой (образование зон перекомпенсации).

Чтобы избежать загрязнения вод, при организации и устройстве аккумулирующих емкостей для хранения добываемого сырья на участках возможного загрязнения подземных вод:

- необходимо обеспечить водонепроницаемость аккумулирующих емкостей;
- мероприятия по охране вод от загрязнений должны быть основаны на данных инженерно-геологических изысканий, фильтрационных расчетах и прогнозах миграции загрязняющих веществ в подземных водах с учетом особенностей загрязняющих веществ;
- не допускается сооружение аккумулирующих емкостей в зонах питания подземных вод в начале делювиальных или пролювиальных конусов выноса или шлейфов, на нижних речных террасах, сильнотрещиноватых участках, особенно если подземные воды в этих отложениях используются для питьевого водоснабжения [27].

Если же, возникла аварийная ситуация, которая может вызвать загрязнение подземных вод, необходимо оградить место аварии и обеспечить его охрану, покрыть адсорбционными материалами разлитые или рассыпанные вещества, прекратить отбор подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения в зоне аварии, собрать, нейтрализовать или уничтожить разлитые или рассыпанные вещества и ликвидировать последствия аварии и повреждения [27].

Защита и рациональное использование земель

Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов, пойменной части рек

и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц. Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше $\frac{1}{3}$ диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа:

1. Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ.

2. Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Предотвращение аварийных разливов нефти обеспечивается: контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на замерных установках (ЗУ); в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости; прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги; контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией, возникшей на месторождениях Западной Сибири в процессе проведения заводнения скважин, может быть взрыв или пожар из-за выбросов нефти из негерметичных фланцевых соединений. При несоблюдении технологических правил эксплуатации различного оборудования, возможен выход из строя данного оборудования, а также нарушение его целостности, которое сопровождается выбросом.

Для предотвращения взрыва или пожара необходимо проверять герметичность фланцевых соединений, запорных устройств, находящихся на кустовых площадках, не реже одного раза в смену. Обнаруженные пропуски необходимо устранять [28].

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует определить опасную зону и остановить в ней работы, принять необходимые меры для проведения мероприятий по спасению людей: вызвать медицинскую помощь, известить непосредственного начальника и организовать охрану места происшествия до прибытия помощи.

В случае возникновения пожара в результате различных чрезвычайных ситуаций на установках предусмотрены средства пожаротушения. Огнетушители должны вводиться в эксплуатацию в полностью заряженном и работоспособном состоянии, с опечатанным узлом управления пускового (для огнетушителей с источником вытесняющего газа) или запорно-пускового (для закачных огнетушителей) устройства. Они должны находиться на отведенных им местах в течение всего времени эксплуатации.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов. Каждый сотрудник должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Выводы по разделу «Социальная ответственность»

В ходе выполненного анализа были выявлены и оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние персонала. Помимо этого, были рассмотрены вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Большинство нефтяных месторождений в России эксплуатируются с использованием заводнения, обеспечивающего поддержание высоких темпов извлечения нефти. От эффективности применяемой системы поддержания пластового давления закачкой воды в пласт напрямую зависят показатели вытеснения нефти. Для своевременного контроля ее организации и последующей оптимизации необходимо иметь информацию об изменении энергетических характеристик пласта. Их отсутствие при анализе, может привести к негативным последствиям в дальнейшей разработке нефтяной залежи; они могут выражаться в виде отсечения части продуктивных пластов нефти, падения начального пластового давления, формирования застойных недренируемых зон (зон недокомпенсации) залежи, или же наоборот, перенасыщенных зон (зон перекомпенсации). Как итог, в условиях неоднородности пласта в призабойной зоне скважин под действием высокого давления образуются каналы низкого фильтрационного сопротивления (НФС); они являются причиной прорыва закачиваемых вод и резкого обводнения добывающих скважин. Результаты определения уровня взаимодействия в конкретных геологических условиях дают возможность рассчитать степень влияние зональной и послойной проницаемостной неоднородности продуктивного пласта на равномерность продвижение воды к забоям добывающих скважин и охвата пласта воздействием.

Таким образом, оптимизацию и регулирование системы заводнения нефтяной залежи невозможно провести без анализа разработки объекта месторождения, которое включает в себя оценку энергетического состояния пласта и расчет параметра компенсации отборов жидкости закачкой для действующего фонда скважин. Представленная методика предполагает регулирования заводнения по зависимости компенсации от давления. Комплексование данного анализа с результатами оценки энергетических характеристик пласта позволяет выявить проблемные участки и повысить

точность их выбора для применения адресных мероприятий, направленных на оптимизацию применяемой системы заводнения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Биглов А.Ш., Талипов И.Ф., Эльсунканов Н.М. Опыт использования скважин с горизонтальным окончанием ствола для поддержания энергетического состояния пласта // Георесурсы. 2010. – 18-19 с.
2. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. - М. - Ижевск, 2012. - 896 с.
3. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. - М., 2002. - 59 с.
4. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа: [Учеб. пособие для вузов по спец. "Геология и разведка нефт. и газовых месторождений"] / М. А. Жданов. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1981. - 453 с.
5. Горная энциклопедия: Ортин-Социосфера. / М.И. Агошкин - в 5 т.; Т. 4 – М.: Сов. энциклопедия, 1989.
6. Мияссаров А.Ш. Анализ комплексной системы поддержания пластового давления и температуры Бобриковской залежи Солдатского поднятия Кереметьевского месторождения // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. – 5-10 с.
7. Невоструев, Э. Г. Прогнозирование пластовой температуры в нефтяных залежах (на примере месторождений Надым-Пур-Тазовского Междуречья) / Э. Г. Невоструев, Б. Л. Урасинов, А. В. Растегаев // Известия вузов. Нефть и газ. - 2004. - № 5. - с. 74-78.
8. Анкудинов А.А. Совершенствование методов анализа системы заводнения и повышения эффективности закачки воды в нефтяной пласт: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук/ Анкудинов А.А. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 114 с.
9. Оперативная корректировка системы заводнения пласта БС₁₀ / С. М. Ишкинов [и др.] // Нефтепромысловое дело. - 2013. - № 10. - с. 70-73.

10. Антонов М.С. Компенсационное регулирование заводнения с целью повышения эффективности энергетического поля нефтяного пласта: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.17 / Антонов М.С.- Уфа, 2011.- 107 с.
11. Антонов М.С. Оптимизация системы заводнения путем построения карт текущей компенсации на примере колганской толщи Вахитовского нефтяного месторождения // Нефтепромысловое дело.- М, 2011.- № 3. – с. 17-20.
12. Бакиров И.М. Развитие систем разработки нефтяных месторождений с применением заводнения в различных геолого-физических условиях: Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук: / Бакиров И.М. - Уфа, 2012.- 301 с.
13. Манапов Т.Ф. Научно-методические основы выработки остаточных запасов нефти из неоднородных по проницаемости пластов: Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук: / Манапов Т.Ф. - Уфа, 2011.- 314 с.
14. Васильков В.П. Опыт применения нестационарного заводнения на месторождениях Западной Сибири // Новые технологии – нефтегазовому региону.- М, 2011.- № 23. – с. 60-62.
15. Потрясов А.А., Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф., Комягин А.И. Автоматизация процессов управления заводнением на нефтяном месторождении // Недропользование – XXI век . – 2016 . – №6(63) . – с. 114-123.
16. Ваганов Л.А., Радевич Ю.Е., Анкудинов А.А. Многофакторный подход к оценке воздействия закачкой // Наука и ТЭК – XXI век . – 2012 . – с. 39-42.
17. Яртиева, А.Ф. Учет энергетических затрат на добычу нефти – М.; ВНИИОЭНГ, 2007 – 150 с.
18. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

- 19.ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 20.СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
- 21.ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
- 22.СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
- 23.ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
- 24.ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 25."Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 16.12.2019)
- 26.СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.
- 27.ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
28. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (с изменениями на 12 января 2015 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года).

Приложение А

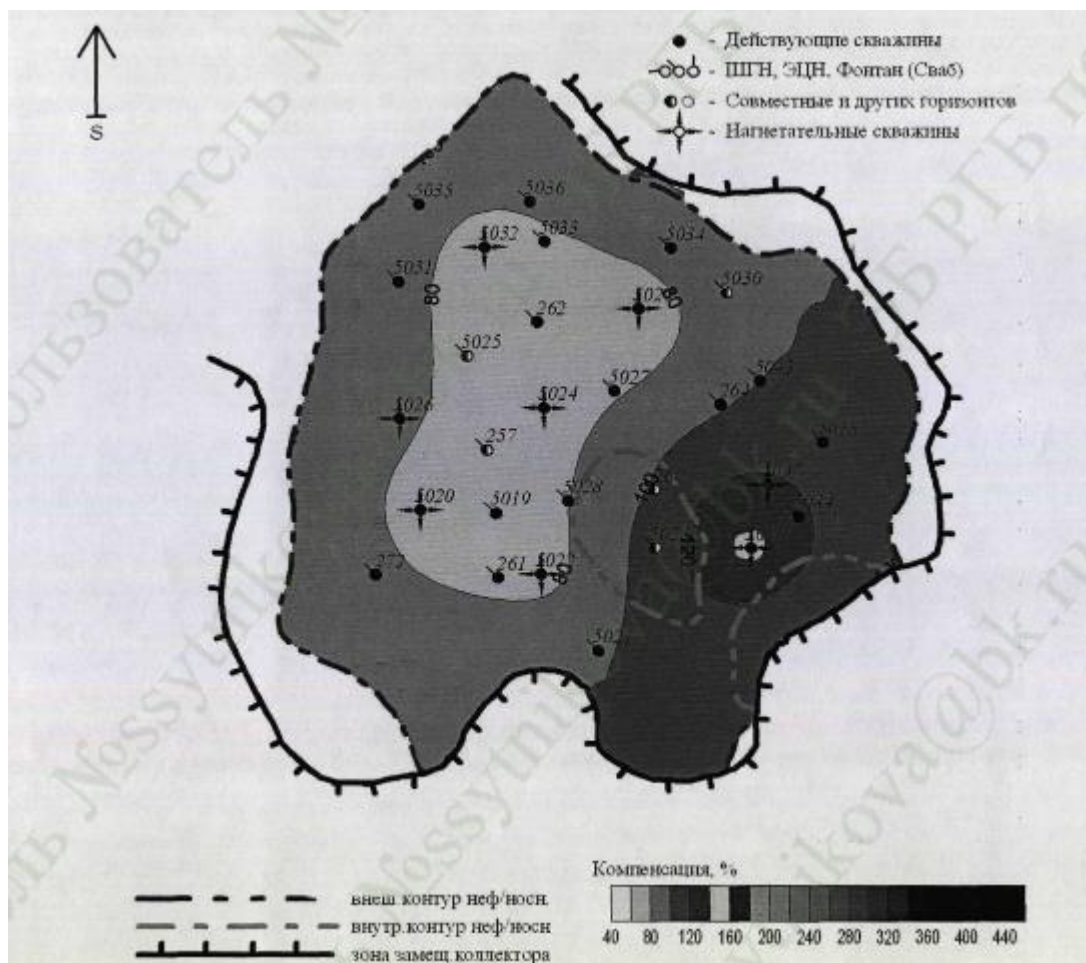


Рисунок 21 – Карта текущей компенсации, построенной по «поблочной» методике

Приложение Б

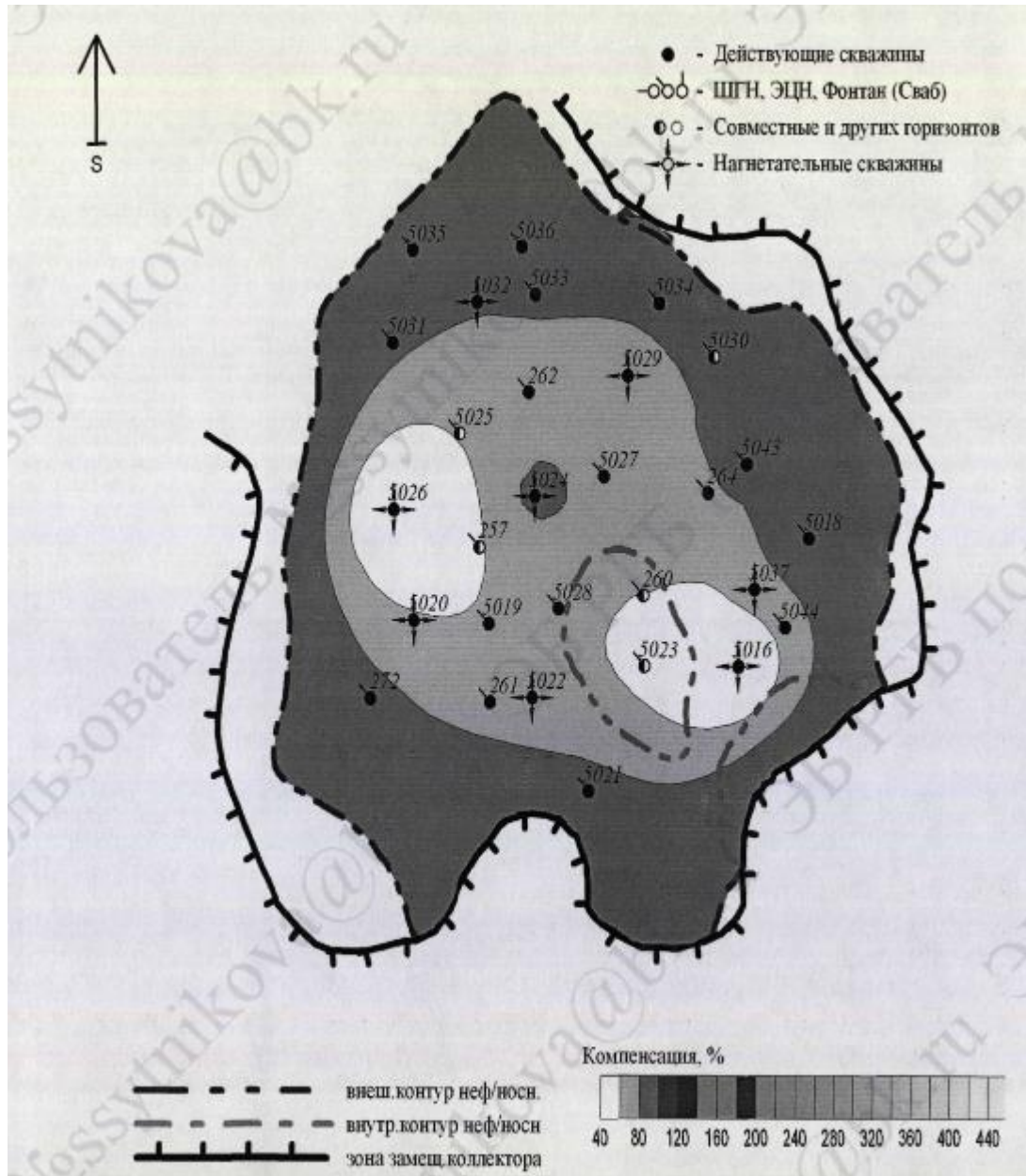


Рисунок 22 – Карта накопленной компенсации, построенной по «поблочной» методике

Приложение В

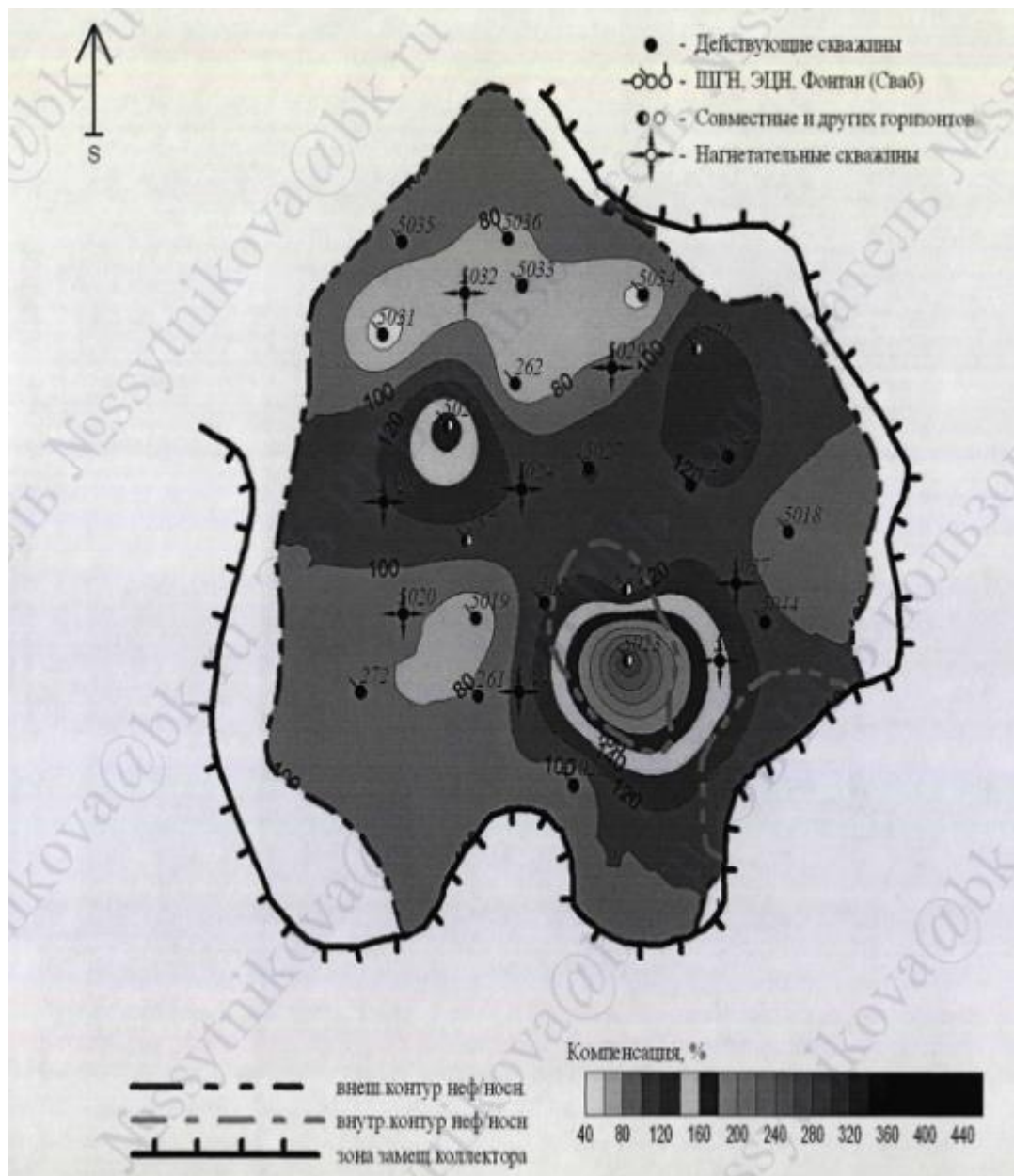


Рисунок 23 – Карта текущей компенсации, построенной по методике «по добыче жидкости»

Приложение Г

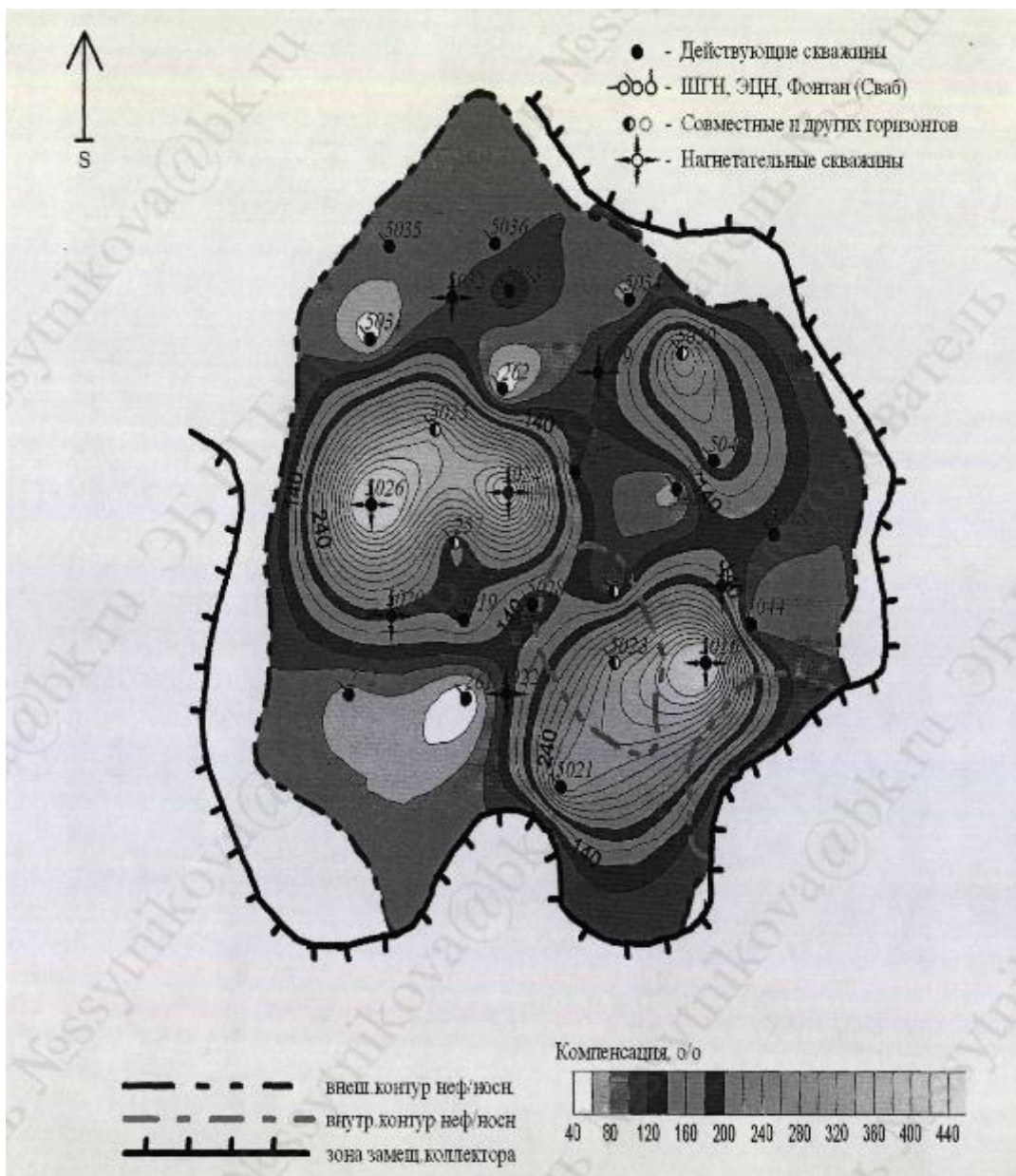


Рисунок 24 – Карта накопленной компенсации, построенная по методике «по добыче жидкости»

Приложение Д

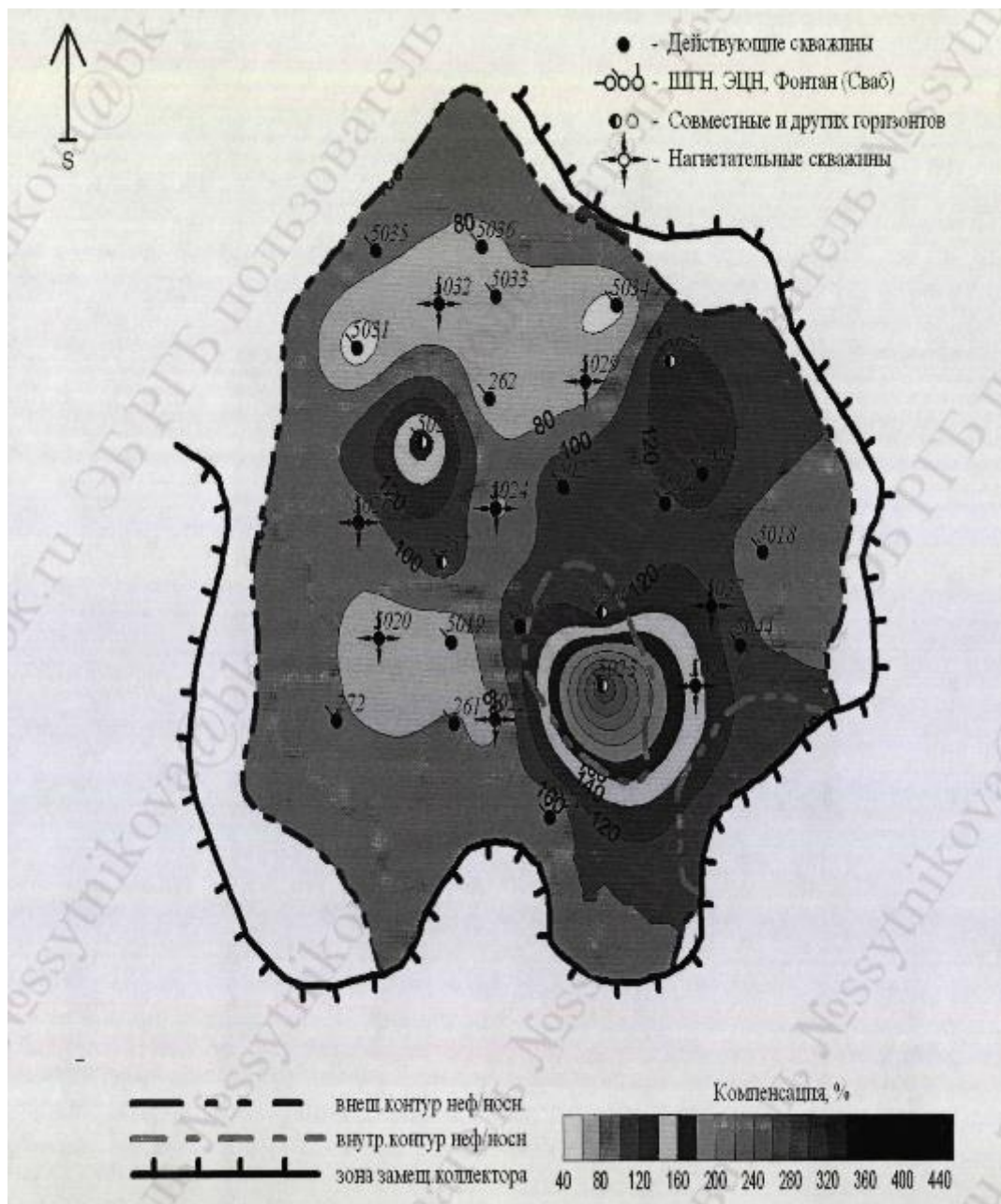


Рисунок 25 – Карта текущей компенсации, построенная по «комбинированной» компенсации

Приложение Е

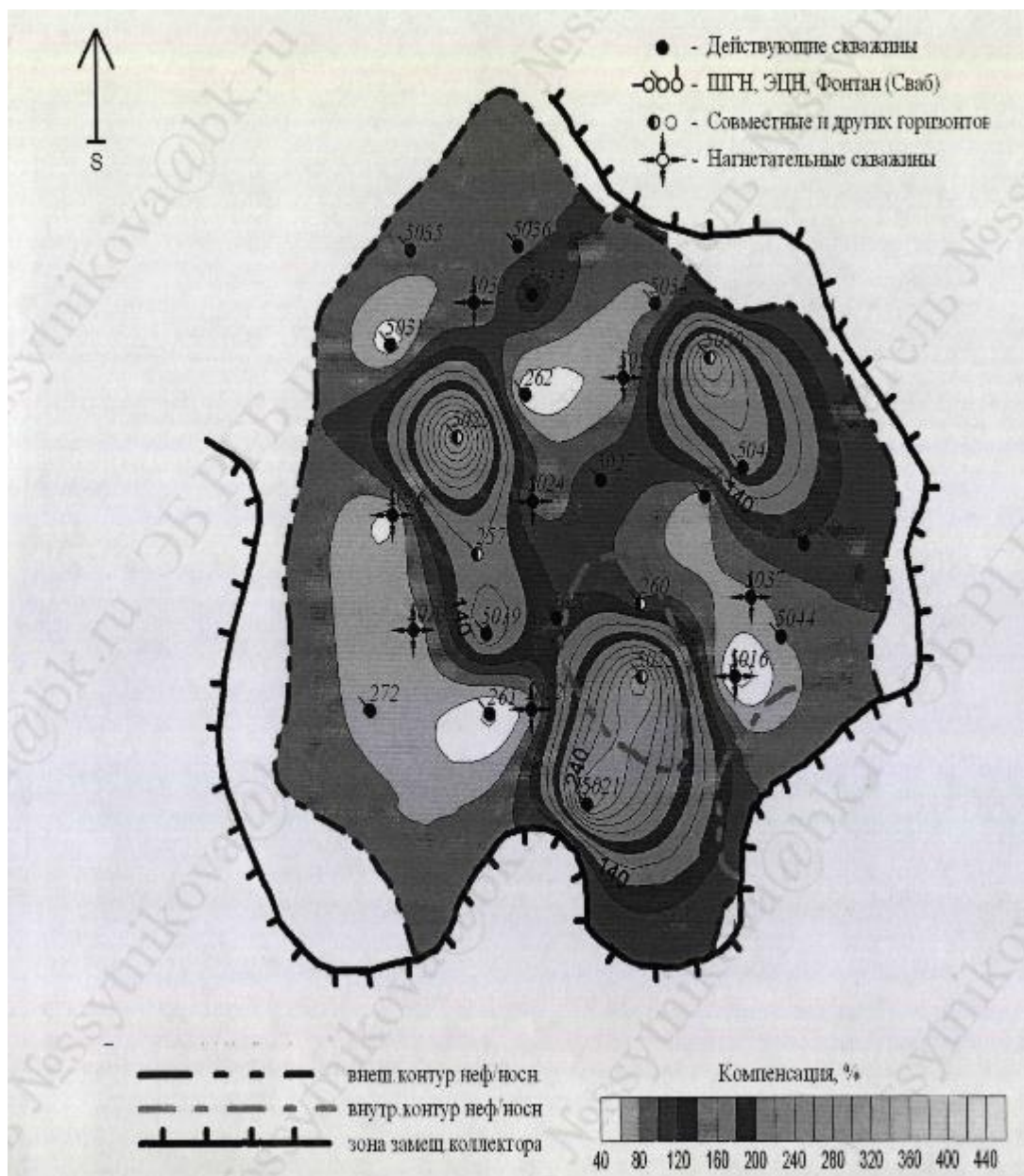


Рисунок 26 – Карта накопленной компенсации, построенная по «комбинированной» методике