

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ АНАЛИЗА СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ

УДК 622.276.43

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ8Т	Полякова Наталия Игоревна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.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	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Скачкова Лариса Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко Мария Валериевна	к.г.-м.н.		

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ8Т	Поляковой Наталии Игоревне

Тема работы:

Обоснование применения методов анализа системы заводнения и эффективности закачки воды в нефтяной пласт	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-115/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема разработки месторождения «Х», оперативный пересчёт запасов углеводородов месторождения «У», тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ основных показателей эффективности заводнения нефтяных месторождений: геолого-физические характеристики пласта; технологические показатели эксплуатации скважин. Влияние и учёт объёма закачки на технологические показатели работы добывающих скважин. Анализ эффективности системы заводнения с применением метода материального баланса. Анализ эффективности системы заводнения с применением метода блочного факторного

	<p>анализа.</p> <p>Особенности технологии анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов.</p> <p>Технологические аспекты трассерных исследований нефтяных пластов.</p> <p>Особенности анализа эффективности системы заводнения карбонатных коллекторов на примере месторождения «У».</p> <p>Особенности анализа эффективности системы заводнения терригенных коллекторов на примере месторождения «Х».</p> <p>Основные способы повышения эффективности системы заводнения.</p> <p>Формирование рекомендаций по созданию методики анализа эффективности системы заводнения.</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н., Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Скачкова Лариса Александровна
Английская часть	Доцент, к.п.н., Забродина Ирина Константиновна
Обзор существующих методов анализа системы заводнения. Особенности технологии анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов. Формирование рекомендаций по созданию методики анализа эффективности системы заводнения.	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна

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

Обзор существующих методов анализа системы заводнения.
Особенности технологии анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов.
Формирование рекомендаций по созданию методики анализа эффективности системы заводнения.
Социальная ответственность: производственная безопасность при выполнении работ на кустовой площадке.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: экономическая эффективность выравнивания фронта вытеснения вследствие нестационарного заводнения по дополнительной добытой нефти.
Integrated approach to application of methods for analyzing the effectiveness of the oil reservoir flooding system.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		02.03.2020

Консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ8Т	Полякова Наталия Игоревна		02.03.2020

Обозначения, определения и сокращения

ППД – поддержание пластового давления;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

БФА – блочно-факторный анализ;

ГТМ – геолого-техническое мероприятие;

ВНФ – водонефтяной фактор;

ЭЗ – элемент заводнения;

КУ – коэффициент участия;

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

КЭЗ – коэффициент эффективности закачки;

ДНС – дожимная насосная станция;

ЦДНГ – цех по добыче нефти и газа;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ВПП – выравнивание профиля приёмистости;

РИР – ремонтно-изоляционные работы;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ЦЗ – циклическое заводнение;

ХОС – химическая обработка скважин;

ЦППД – цех поддержания пластового давления;

УЗО – устройство защитного отключения;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ГСМ – горюче-смазочные материалы.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 107 страниц, в том числе 28 рисунков, 14 таблиц. Список литературы включает 43 источника информации. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, коэффициент извлечения нефти, эффективность, нагнетательная скважина, заводнение, анализ системы заводнения, ППД, нефтеотдача, интенсификация.

Объектом исследования является система заводнения нефтяных пластов.

Цель работы – формирование рекомендаций по совершенствованию процесса анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки.

В результате исследования рассмотрена методика оптимизации процесса анализа эффективности системы заводнения нефтяных месторождений, путём разделения их на более мелкие гидродинамически замкнутые участки пласта – блоки (ячейки заводнения). Для повышения качества проводимого анализа предложен переход от реактивного подхода диагностики потерь к проактивному подходу, позволяющему предсказать и предотвратить снижение добычи нефти. На основании тенденции к укрупнению участков пласта, подлежащих анализу, по сравнению с традиционными методами анализа, и внедрения проактивного подхода, предложен алгоритм повышения эффективности управления базовой добычей – проактивный блочно-факторный анализ.

Рассмотрена перспективность применения результатов блочно-факторного анализа на примере одного из блоков месторождения «Х». Возможно применение представленного алгоритма анализа для схожих геолого-физических условий других пластов с целью адаптации данной технологии на территории других месторождений.

Область применения: данный алгоритм анализа целесообразно применять на месторождениях с поддержанием пластового давления путём закачки воды в нефтяной пласт на любой стадии эксплуатации.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ.....	13
1.1. Анализ основных показателей эффективности заводнения нефтяных месторождений.....	14
1.1.1. Геолого-физические характеристики пласта.....	16
1.1.2. Технологические показатели эксплуатации скважин	18
1.2. Влияние и учёт объёма закачки на технологические показатели работы добывающих скважин	19
1.3. Анализ эффективности системы заводнения с применением метода материального баланса.....	24
1.4. Анализ эффективности системы заводнения с применением метода блочного факторного анализа	28
2. ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ	36
2.1. Технологические аспекты трассерных исследований нефтяных пластов... ..	36
2.2. Особенности анализа эффективности системы заводнения карбонатных коллекторов на примере месторождения «У»	36
2.3. Особенности анализа эффективности системы заводнения терригенных коллекторов на примере месторождения «Х»	49
2.4. Основные способы повышения эффективности системы заводнения ...	55
3. ФОРМИРОВАНИЕ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО СОЗДАНИЮ МЕТОДИКИ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ	60
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	65

4.1. Экономическая эффективность выравнивания фронта вытеснения вследствие нестационарного заводнения по дополнительной добытой нефти.....	65
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	73
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	74
5.2. Производственная безопасность	75
5.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	76
5.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	78
5.3. Экологическая безопасность	82
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	84
5.5. Выводы по разделу	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
Список публикаций:.....	89
Источники информации:	90
Приложение А	95
Приложение Б	96

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большинство месторождений России характеризуются достаточно большой долей остаточных или неизвлекаемых существующими методами разработки запасов нефти. В целях увеличения нефтеотдачи широкое распространение получило промышленное заводнение нефтяных пластов. Целью данного метода является поддержание пластового давления (ППД) путём закачки воды в нефтяной пласт через нагнетательные скважины, и как следствие, увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН).

В условиях идеальной модели, суммарный объём добываемой жидкости должен быть равным объёму закачанной воды, однако в реальных условиях это невозможно. Закачиваемая в целях ППД вода может, не достигая целевого пласта, уходить в неизвестном направлении, а может, наоборот, по высокопроницаемым каналам прорываться к добывающим скважинам, значительно увеличивая обводненность добываемой продукции и оставляя невыработанными слабо дренируемые зоны пласта. В обоих вышеупомянутых случаях заводнение нельзя назвать эффективным.

Для обеспечения эффективности системы заводнения необходимо своевременно определять проблемные участки для дальнейшего назначения соответствующих мероприятий на нефтяных и нагнетательных скважинах [1].

Задача оценки, управления и прогноза эффективности различных вариантов системы заводнения значительно упрощается в случае наличия постоянно действующей геолого-гидродинамической модели, однако они создаются далеко не для всех объектов разработки. Именно поэтому особо актуальным был и является вопрос создания и совершенствования методики оценки эффективности системы заводнения, основанной на использовании промысловых данных, доступных на любом месторождении [2].

Актуальность работы обусловлена необходимостью обобщения накопленного опыта и информации по применению общепринятых методов

анализа эффективности системы ППД, выявления достоинств и недостатков каждого отдельного метода, и формирования комплексного подхода к анализу реализуемой системы заводнения и эффективности закачки воды в нефтяной пласт с пошаговым алгоритмом проведения анализа.

Научная новизна выполненной работы заключается в разработке методики комплексного анализа и повышения эффективности реализуемой системы заводнения нефтяных пластов. Отличие предложенной методики от существующих заключается в комплексности применения инструментов анализа и сформированным поэтапным алгоритмом выполнения.

Разработанная методика комплексного анализа имеет практическую значимость и может быть использована при текущем мониторинге разработки месторождений, для анализа текущего состояния показателей разработки, при формировании программы геолого-технических мероприятий.

1. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ

Первые упоминания в литературе о закачке воды в нефтяной пласт в целях увеличения их нефтеотдачи и оценке эффективности данного мероприятия относятся к концу 19 века. В 1921 году в США документально было зафиксировано разрешение нагнетания воды в пласт с целью повышения коэффициента извлечения нефти, а в 40-х годах заводнение получило широкое применение и на месторождениях СССР.

Начиная с того времени, данной теме было посвящено множество исследований. Особенно большой вклад в исследование совершенствования методов управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения внесли Муслимов Р.Х., Сургучёв М.Л. [3-7]. В последние годы наметилась устойчивая тенденция к комплексному подходу к анализу реализуемой системы заводнения и ее совершенствованию, большое внимание которой уделяется в работах Анкудинова А.А. и Ваганова Л.А. [8-15].

На основании анализа работ данных авторов, основными проблемами при разработке нефтяных месторождений с применением заводнения являются:

- определение направлений распространения фронта закачиваемой воды;
- потери закачиваемой воды в пласт за счёт внутрислоевых и заколонных циркуляций;
- слабая гидродинамическая связь между забоями добывающих и нагнетательных скважин;
- преждевременный прорыв закачиваемой воды от нагнетательных скважин к добывающим, происходящий по высокопроницаемым пропласткам;
- существование слабодренлируемых невыработанных зон пласта;
- снижение темпов добычи жидкости за счёт снижения пластового давления [1].

Среди вышеперечисленных проблем особое внимание стоит уделить потерям закачиваемой воды, которые могут происходить вследствие нарушений целостности цементного камня и колонны, внутрислоевых перетоков. В результате, объем закачанной воды, замеренной в поверхностных условиях, значительно отличаются от реальных значений величин попадающей в пласт воды.

Таким образом, появляется необходимость разделять понятия эффективной и неэффективной закачки, учитывая, что в конечном итоге целью заводнения является вытеснение нефти водой из пластов и поддержание при этом пластового давления на заданном уровне. Следовательно, эффективная закачка – это та закачка, которая направлена на увеличение коэффициента охвата пласта воздействием.

Детальный анализ эффективности заводнения – необходимое условие для принятия решений по совершенствованию системы заводнения [15].

1.1. Анализ основных показателей эффективности заводнения нефтяных месторождений

Анализ эффективности системы заводнения основывается на сопоставлении множества различных показателей разработки, которые можно условно разделить на две большие группы: геолого-физические характеристики пласта и технологические показатели эксплуатации скважин (рисунок 1).

К первой группе можно отнести фильтрационно-емкостные свойства пластов (ФЕС); характер и степень неоднородности по площади и по разрезу; вязкостные свойства пластовых флюидов и закачиваемой воды; энергетическую характеристику пластов.

Ко второй группе относятся тип системы заводнения; соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин; плотность сетки скважин; темпы отбора нефти и темпы промывки пласта; приёмистость нагнетательных скважин.



Рисунок 1 – Классификация основных показателей эффективности заводнения нефтяных месторождений

Все эти факторы действуют одновременно, поэтому определение степени влияния отдельно каждого из них является невыполнимой задачей. В данном случае оптимальным становится проведение сопоставительного анализа данных факторов, заключающегося в сопоставлении групп различных показателей разработки, а не отдельно взятых параметров.

1.1.1. Геолого-физические характеристики пласта

Геолого-физические свойства пласта и насыщающих его жидкостей значительно влияют на эффективность процесса вытеснения нефти из пластов.

Основным препятствием для равномерного продвижения фронта вытеснения от нагнетательных скважин к добывающим является неоднородность продуктивных пластов, характеризующаяся коэффициентом расчленённости. Чем он выше, тем сложнее достичь полного охвата пластов процессами заводнения.

Подвижность флюида в пласте и интенсивность фильтрационных процессов определяются проницаемостью коллектора и вязкостью нефти, и поэтому являются одними из главных параметров эффективности системы заводнения.

Необходимо отметить, что залежи, характеризующиеся повышенными значениями вязкости нефти, всегда имеют характеристики вытеснения нефти водой хуже, чем залежи с меньшей вязкостью нефти, независимо от неоднородности пластов и других факторов [16].

Также на повышение нефтеотдачи значительно влияет увеличение температуры пласта и увеличение эффективной нефтенасыщенной толщины, а вот сосредоточение запасов в преимущественно водонефтяных зонах существенно снижает значение нефтеотдачи.

Относительное влияние различных геолого-физических факторов на нефтеотдачу пластов при диапазонах изменения этих параметров представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Влияние геолого-физических факторов на нефтеотдачу пластов

Фактор	Диапазон изменения	Его влияние на нефтеотдачу, %
Соотношение вязкостей нефти и воды	1 → 25	- 21,1

Средняя проницаемость	0,15 → 2,5 мкм ²	+15,4
Температура	25 → 75°С	+7,0
Эффективная нефтенасыщенная толщина	3 → 20 м	+6,0
Коэффициент песчанистости	0,55 → 0,95	+6,0
Относительные запасы водонефтяной зоны	25 → 100 %	-5,6
Нефтенасыщенность	0,75 → 0,95	+3,6
Плотность сетки скважин	10 → 60 га/скв	-3,0
Система заводнения	естественное заводнение → блоковая система	+2,2
Темп разработки (зависимость добычи жидкости от геологических запасов)	2,5 → 7,5 %	+0,6

По данным таблицы видно, что характеристики пласта оказывают гораздо большее значение на нефтеотдачу, чем технологические показатели эксплуатации скважин, следовательно, грамотный учёт природных факторов играет важную роль, так как повышение эффективности системы заводнения путём влияния преимущественно на технологические параметры достаточно ограничено.

В целях контроля продвижения фронта нагнетаемой воды по площади пласта применяются трассерные (индикаторные) исследования, заключающиеся в определении реальных фильтрационных потоков продуктивного пласта путем введения в нагнетательную скважину меченой жидкости, которая оттесняется к добывающим скважинам вытесняющим агентом, отбора проб с добывающих скважин, их последующего лабораторного анализа и интерпретации результатов. В результате проводится оценка гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами, определение скоростей фильтрации воды в пределах пласта, определение фильтрационно-емкостных свойств высоко-и среднепроницаемых зон пласта и степени неоднородности [17].

1.1.2. Технологические показатели эксплуатации скважин

Не смотря на то, что влияние технологических параметров меньше, чем влияние геологических характеристик, ими нельзя пренебрегать при анализе эффективности системы заводнения.

Первым значимым параметром является тип системы заводнения. Например, применение блоковых систем заводнения, по сравнению с законтурными, способно увеличить нефтеотдачу пластов на 2-2,5% и повысить темп разработки в 1,5-2 раза.

Соотношение числа нагнетательных и добывающих скважин не оказывает заметного влияния на конечную нефтеотдачу, но повышение этого соотношения увеличивает темпы добычи нефти, текущую нефтеотдачу на ранних стадиях разработки, и, следовательно, является очень важным параметром эффективности заводнения, наряду с другим не менее важным показателем – плотностью сеток скважин.

Путём применения более плотных сеток скважин можно существенно корректировать эффективность заводнения нефтяных пластов и компенсировать некоторые неблагоприятные геологические характеристики коллекторов, снижающие коэффициент извлечения нефти. Правильное размещение дополнительных уплотняющих скважин позволяет увеличить коэффициент охвата и сократить количество зон пласта, не охваченных дренированием, т.е. невыработанных участков пласта.

Уплотнение сеток скважин более эффективно применять на поздних стадиях разработки в целях повышения нефтеотдачи пластов и улучшения технологических показателей разработки, особенно в условиях сильно неоднородного строения пластов и малых значений вязкости насыщающей их нефти.

Оценка степени влияния заводнения на работу добывающих скважин проводится также через сопоставление забойных и пластовых давлений с приёмистостью и забойными давлениями нагнетательных скважин.

Приёмистостью скважин принято называть характеристику, отражающую возможность закачки воды в пласт, которая выражается объемом нагнетаемой воды в единицу времени. В технологических расчётах часто используется коэффициент приёмистости скважин, равный отношению количества воды, закачиваемой в пласт, к репрессии, создаваемой на забое скважины в момент закачки. Количество нагнетаемой воды измеряется либо в поверхностных условиях на устье скважины с использованием расходомеров различной конструкции, либо в интервале перфорации пласта-коллектора глубинными расходомерами. В последнем случае строится профиль приёмистости вскрытого пласта (пластов), представляющий собой зависимость расхода жидкости или газа от глубины, на которой производятся измерения (интегральный профиль) [18]. Полученные данные широко используются в целях повышения эффективности заводнения нефтяных пластов, и как следствие, увеличения коэффициента извлечения нефти.

1.2. Влияние и учёт объёма закачки на технологические показатели работы добывающих скважин

Распределение объемов закачиваемой воды нагнетательных скважин между реагирующими добывающими проводится на основании имеющейся информации по изменению пластового давления на рассматриваемом участке и отбору жидкости за анализируемый период времени:

$$\sum Q_3 = \sum Q_э + \beta^* \cdot \Delta P_{пл} \cdot V + \Delta Q_3, \quad (1)$$

где

$\sum Q_3$ – объем закачиваемой воды за анализируемый период;

$\sum Q_э$ – отбор жидкости реагирующих добывающих скважин за анализируемый период;

β^* – упругоёмкость пласта;

$\Delta P_{пл}$ – изменение пластового давления зоны добывающих скважин;

V – объем пласта добывающих скважин;

ΔQ_3 – непроизводительная закачка (утечки в другие пласты из-за негерметичности колонны, пластовых перетоков, технологические потери и др.).

Математический расчёт объёмов непроизводительной закачки производится с применением формул упругого режима, при допущении условного приведения рассматриваемого пласта к виду скважины [19]:

$$Q(t) = \frac{2\pi kh}{\mu_B Z} \cdot (P_{\text{НЛ}} - P_{\text{Н}}) \cdot Q^*(\tau), \quad (2)$$

где $Q(t)$ – закачиваемая вода, ушедшая в законтурную область;

k – проницаемость рассматриваемого участка пласта;

h – мощность рассматриваемого участка пласта;

μ_B – вязкость пластовой воды;

$Z = \frac{\Delta P_{\text{ФАКТ}}}{\Delta P_{\text{РАСЧ}}}$ – коэффициент корректировки, рассчитываемый в пробный

период эксплуатации;

$P_{\text{НЛ}}$ – давление нагнетания;

$P_{\text{Н}}$ – начальное пластовое давление;

$Q^*(\tau)$ – безразмерная закачка на момент времени t (таблица 2);

$\tau = \frac{2\chi t}{R_{\text{Н}}^2}$ – безразмерное время;

χ – коэффициент пьезопроводности;

$R_{\text{Н}}^2$ – радиус анализируемой скважины;

$R_{\text{К}}^* = \frac{R_{\text{К}}}{R_{\text{С}}}$ – безразмерный радиус депрессионной воронки;

$Q^* = \frac{\mu}{2\pi kh(P_{\text{К}} - P_{\text{С}})} \cdot Q$ – безразмерный дебит жидкости.

Таблица 2 – Значения депрессионной воронки с дебитом жидкости в различные периоды времени при стабильном давлении на скважине

$R_{\text{К}}^*$	Q^*	τ	$R_{\text{К}}^*$	Q^*	τ
1.15	7.1582	0.01103	40	0.27108	671.97
1.25	4.4822	0.03043	50	0.25562	1062.9
1.35	3.3322	0.059105	60	0.24424	1554.4
1.45	2.6917	0.047345	70	0.23538	2116.6
1.55	2.2821	0.14456	80	0.22821	2779.7

1.65	1.9984	0.20082	90	0.22223	3534.1
1.75	1.7870	0.26605	100	0.21714	4380.3
1.85	1.6255	0.34019	200	0.18873	17894
1.95	1.4975	0.42317	300	0.17532	40635
2.0	1.4428	0.46797	400	0.16690	72651
2.5	1.0913	1.0360	500	1.16091	113970
3.0	0.91025	1.8209	1000	0.14476	460820
3.5	0.79828	2.8214	2000	0.13157	1.8588×10 ⁶
4.0	0.72134	4.0375	5000	0.11741	11.721×10 ⁶
4.5	0.66489	5.4684	7000	0.11295	23.032×10 ⁶
5.0	0.62135	7.1155	10000	0.10857	47.125×10 ⁶
5.5	0.58661	8.9927	12000	0.10760	67.937×10 ⁶
6.0	0.55809	11.056	15000	0.10400	106.3×10 ⁶
7.0	0.51496	15.861	30000	0.09700	427.0×10 ⁶
8.0	0.48091	21.533	60000	0.090851	1714.3×10 ⁶
9.0	0.45512	28.075	80000	0.088581	3051.6×10 ⁶
10.0	0.43429	35.489	100000	0.086858	4772.8×10 ⁶

Сопоставляя объёмы закачанной в пласт воды, технологические показатели работы добывающих скважин и динамику изменения пластового давления, можно делать выводы об эффективности системы заводнения: если пластовое давление стабильно или растёт – система эффективна, если снижается – не эффективна.

Качественная оценка эффективности проводится путём построения карт влияния закачки (рисунок 2).

Сущность карт влияния закачки заключается в отражении степени охвата пластов заводнением на конкретном участке и при заданных условиях эксплуатации, которые изменяются в зависимости от проводимых мероприятий.

Закачиваемая вода обозначается круговыми диаграммами, аналогично картам текущих отборов и закачки. Через добывающие скважины с равными значениями обводнения добываемой продукции проводятся линии обводнения. Также на карте условно выделяются районы добывающих скважин, имеющих высокую гидродинамическую связь с нагнетательными, районы, не имеющие

прямой связи с зонами нагнетания, и районы, имеющие слабую гидродинамическую связь с зонами отбора.

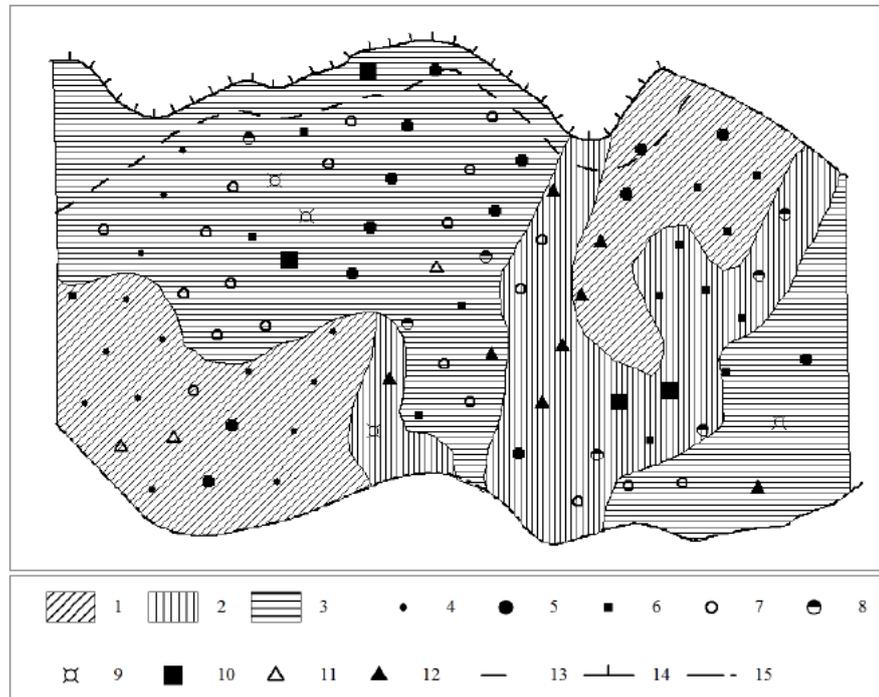


Рисунок 2 – Схематическое изображение карты влияния закачки воды

На карте применяются следующие условные обозначения:

- 1 – эксплуатация фонтаном с дебитом >10 т/сут;
- 2 – механизированная эксплуатация с дебитом >10 т/сут;
- 3 – любая эксплуатация с дебитом <10 т/сут;
- 4 – эксплуатируется только рассматриваемый пласт;
- 5 – совместно эксплуатируется несколько пластов (два-три);
- 6 – эксплуатируется один пласт, при этом вскрыты несколько;
- 7 – вскрыто несколько пластов, но рассматриваемый не эксплуатируется;
- 8 – дебит рассматриваемого пласта <10 т/сут;
- 9 – скважины механизированного фонда с обводненностью 25% и менее;
- 10 – скважины механизированного фонда с обводненностью 25% и более;

11 – рассматриваемый пласт в нагнетательных скважинах перфорирован;

12 – рассматриваемый пласт в нагнетательных скважинах не перфорирован;

13 – внешняя граница нефтеносности;

14 – граница глинизации коллектора;

15 – граница распространения коллектора с толщиной менее 4 м [1].

Для определения объема воды, совершившего полезную работу, необходимо из всего объема закаченной воды отнять объем добытой:

$$Q_{\text{ЗАК}}^{\text{ЭФФ}} = Q_{\text{ЗАК}} - Q_{\text{В}}. \quad (3)$$

Одним из ключевых показателей эффективности системы заводнения и эффективности разработки является компенсация добычи закачкой – отношение закаченного объема воды к общему объему добытой жидкости (нефти и воды):

$$\text{Компенсация} = \frac{Q_{\text{закач}} \cdot B_{\text{W}}}{Q_{\text{нефти}} \cdot B_{\text{O}} + Q_{\text{воды}} \cdot B_{\text{W}}}. \quad (4)$$

где $Q_{\text{закач}}$ – объем закачанной в пласт воды, м^3 ;

B_{W} – объёмный коэффициент воды, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

$Q_{\text{нефти}}$ – объем добытой нефти, м^3 ;

B_{O} – объёмный коэффициент нефти при начальном и среднем пластовом давлении, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

$Q_{\text{воды}}$ – объем добытой воды, м^3 .

Существует два вида компенсации:

- Накопленная – отношение накопленного за весь период разработки объема воды к общему объему добытой жидкости:

$$\text{Компенсация (накопл)} = \frac{Q_{\text{закач.накопл}} \cdot B_{\text{W}}}{Q_{\text{нефти.накопл}} \cdot B_{\text{O}} + Q_{\text{воды.накопл}} \cdot B_{\text{W}}}, \quad (5)$$

где $Q_{\text{закач.накопл}}$ – объем накопленной за весь период разработки закачанной в пласт воды, м^3 ; B_{W} – объёмный коэффициент воды, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $Q_{\text{нефти.накопл}}$ – накопленный объем добытой нефти, м^3 ; B_{O} –

объёмный коэффициент нефти при начальном и среднем пластовом давлении, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $Q_{\text{воды.накопл}}$ – накопленный объём добытой воды, м^3 .

- Текущая (годовая, месячная) – отношение текущего (годового, месячного) объёма воды к текущему (годовому, месячному) объёму добытой жидкости:

$$\text{Компенсация (тек)} = \frac{Q_{\text{закач.тек}} \cdot B_w}{Q_{\text{нефти.тек}} \cdot B_o + Q_{\text{воды.тек}} \cdot B_w}, \quad (6)$$

где $Q_{\text{закач.тек}}$ – объём закачанной в пласт воды за фиксированный период времени (текущий), м^3 ; B_w – объёмный коэффициент воды, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $Q_{\text{нефти.тек}}$ – текущий объём добытой нефти, м^3 ; B_o – объёмный коэффициент нефти при начальном и среднем пластовом давлении, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $Q_{\text{воды.тек}}$ – текущий объём добытой воды, м^3 .

1.3. Анализ эффективности системы заводнения с применением метода материального баланса

Наиболее широко распространённым методом анализа эффективности системы заводнения является метод, основанный на применении уравнения материального баланса и распределении объёмов закачки нагнетательных скважин с учётом влияющих факторов [13].

Материальный баланс позволяет оценить объёмы жидкости, поступающий от нагнетательных скважин и законтурной области, а с другой стороны, объёмы, не доходящие до пласта.

Стр. 24-28 скрыты, так как содержат конфиденциальные данные, не подлежащие разглашению.

Результаты могут быть представлены не только поскважинно, но и в виде зон с различной эффективностью системы ППД (рисунок 5) [13].

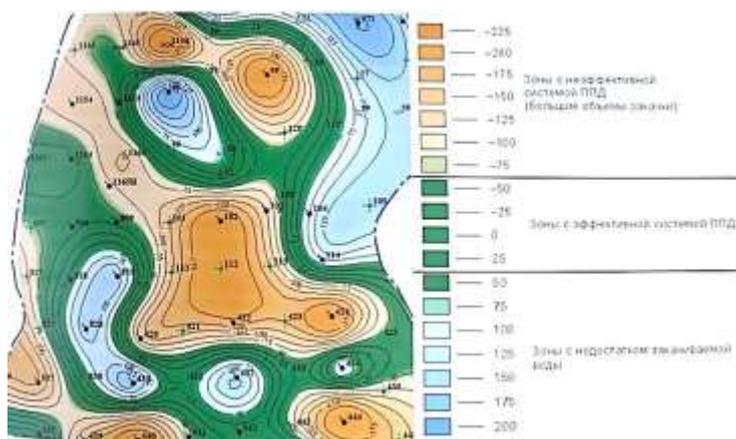


Рисунок 3 – Зоны эффективности системы поддержания пластового давления

1.4. Анализ эффективности системы заводнения с применением метода блочного факторного анализа

Отличительной чертой модели проактивного блочно-факторного анализа (БФА) является возможность оценки прогнозной способности данной модели на базе промысловых данных.

Исходя из накопленного опыта в данной области исследований, можно сделать вывод, что на оптимальный выбор вида и размерности модели влияют следующие ключевые критерии:

- наличие подвижной водяной фазы;
- геологическая характеристика объекта;
- чувствительность к полноте и качеству исходных данных,
- возможность автоматизации расчётов.

Абзац 3 стр. 28 скрыт, так как содержит конфиденциальные данные, не подлежащие разглашению.

Для выполнения БФА объект разработки необходимо разделить на элементы заводнения (ЭЗ) – участки пласта, гидродинамически замкнутые, включающие в себя добывающие и окружающие их нагнетательные скважины, которые служат для упрощения процесса анализа эффективности заводнения. Границы ячейки должны проходить через нагнетательные скважины (рисунок б).

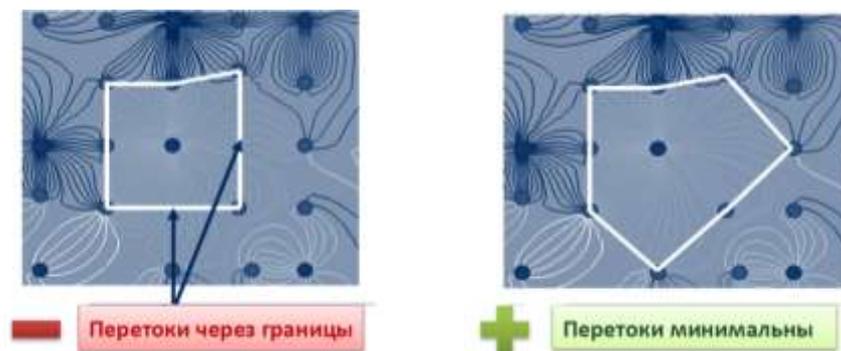


Рисунок 4 – Принципы выделения блоков (ячеек)

Площадное распределение закачки нагнетательных скважин, расположенных на границах нескольких блоков, производится при помощи коэффициентов участия скважин (КУС).

Если режимы работы скважин не учитываются, то применяются статические КУ, расчёт которых основан на геометрическом подходе (рисунок 7). При данном подходе вклад граничной скважины в каждый блок пропорционален углу, открытому для потока в этот блок.

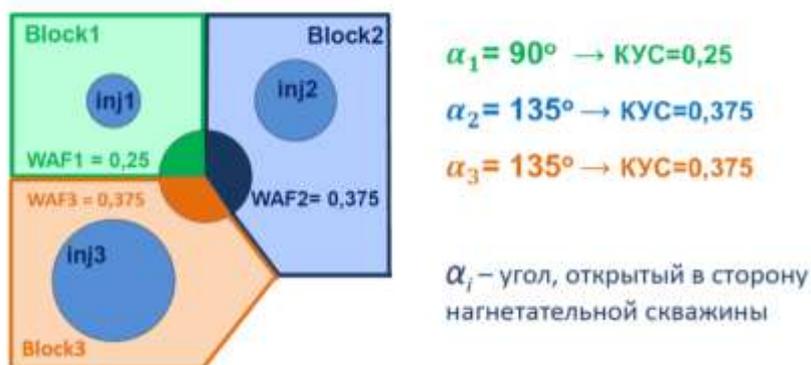


Рисунок 5 – Геометрический способ распределения закачки

Если происходит учёт изменения режимов работы скважин, то применяются динамические КУ, рассчитываемые аналитическим способом (рисунок 8). В данном случае вклад граничной скважины в каждый блок пропорционален закачке данного блока.

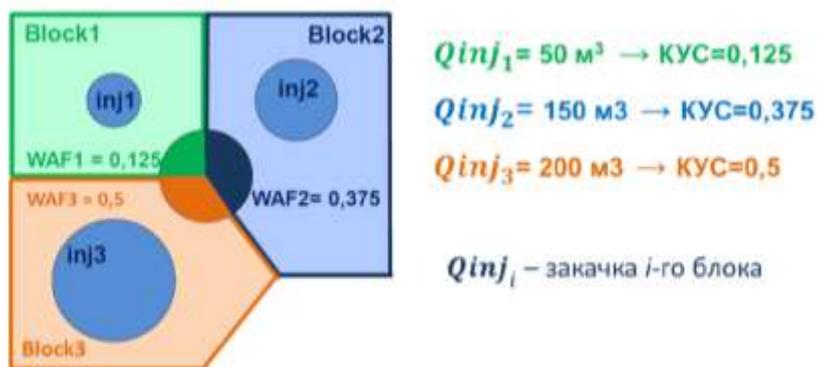


Рисунок 6 – Аналитический способ распределения закачки

С увеличением отношения между закачкой соседних блоков растёт отличие динамических коэффициентов участия скважин от статических.

Обобщенная схема оценки эффективности заводнения с помощью блочно-факторного анализа приведена на рисунке 9.

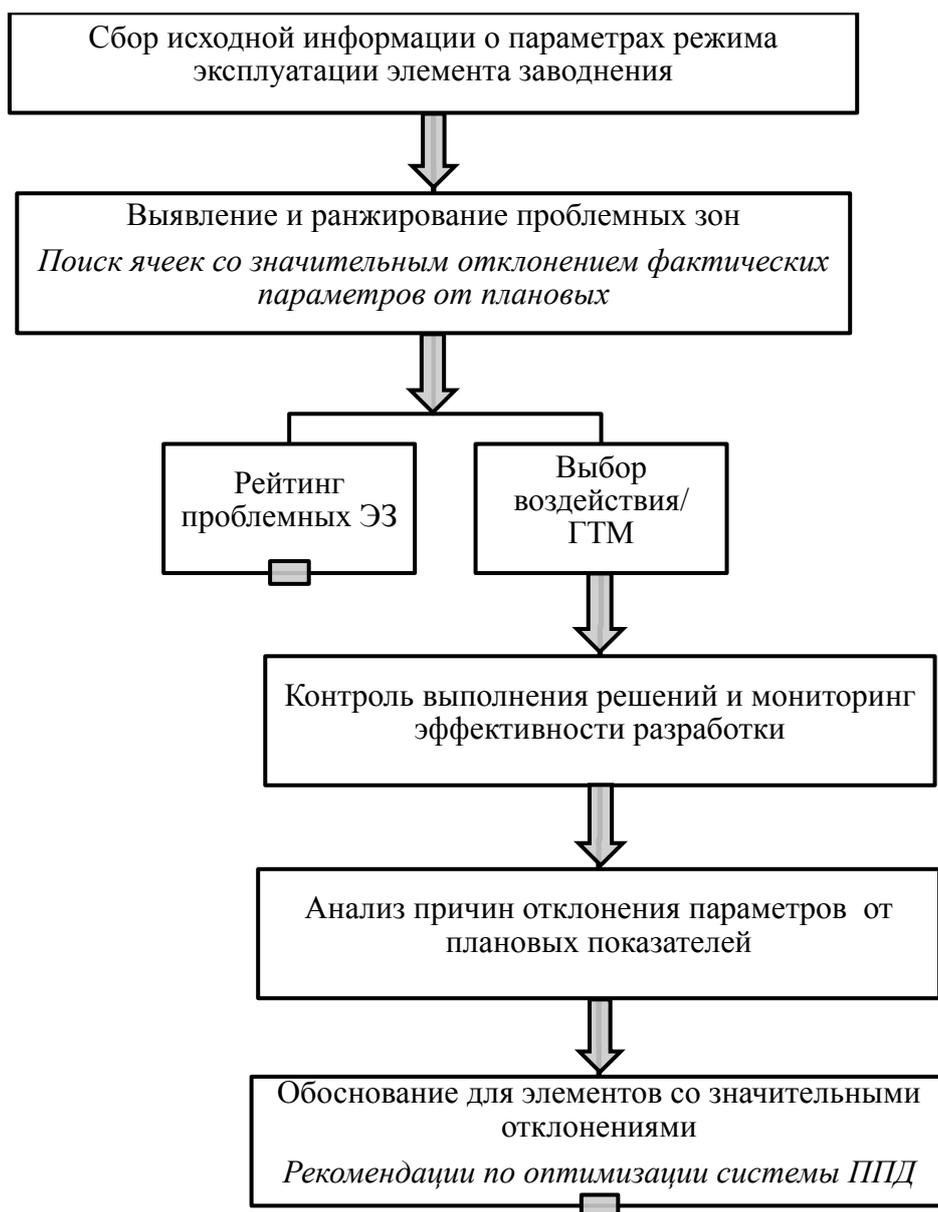


Рисунок 7 – Упрощённая схема использования блочно-факторного анализа

Достоинством факторного анализа является возможность проводить количественную оценку влияния технологических показателей эксплуатации скважин на фактические объёмы добычи как по отдельно взятой скважине, так и по элементу заводнения, и по пласту. Также посредством факторного анализа можно выявить причины недостижения плановых параметров разработки.

Последовательность оценки эффективности системы заводнения путём блочно-факторного анализа выглядит следующим образом [21].

Стр. 31-35 скрыты, так как содержат конфиденциальные данные, не подлежащие разглашению.

2. ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

2.1. Технологические аспекты трассерных исследований нефтяных пластов

Для проведения более полного и качественного анализа эффективности системы заводнения, необходимым этапом является осуществление трассерных (индикаторных) исследований нефтяных пластов. Среди прочих видов промысловых исследований, трассерный метод является наиболее информативным с точки зрения контроля процесса заводнения.

Данный метод основан на добавке меченых (индикаторных) веществ в жидкость, закачиваемую в пласт через нагнетательные скважины, и замеры времени, количества и места выхода индикаторного вещества вместе с добываемой эксплуатационными скважинами продукцией.

Стр. 36-41 скрыты, так как содержат конфиденциальные данные, не подлежащие разглашению.

Полученные интерпретационные данные позволяют определить реагирующие добывающие скважины для каждой нагнетательной, и как следствие корректно разделить рассматриваемый участок пласта на элементы заводнения.

2.2. Особенности анализа эффективности системы заводнения карбонатных коллекторов на примере месторождения «У»

Процесс анализа эффективности системы заводнения карбонатных коллекторов рассмотрим на примере восточной залежи пласта УК₂ месторождения «У». Параметры залежи и свойства насыщающего ее флюида представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры залежи УК₂ месторождения «У»

Параметр	Значение
<i>Свойства пласта</i>	
Тип залежи	нефтяная
Пористость, %	12
Проницаемость (керна), мД	66
Проницаемость (ГДИС), мД	392
Тип трещиноватого коллектора	тип II
Начальное пластовое давление, атм	169
Пластовая температура, °С	21
<i>Свойства нефти</i>	
Давление насыщения, атм	159
Плотность нефти (ст. усл), кг/м ³	846
Вязкость (пл. усл), сПз	2,57
Газосодержание, м ³ /т	143

Залежь нефтяная, характеризуется множеством разломов (рисунок 13). Коллектор представлен массивными глинистыми пористыми доломитами с развитой системой трещин. Поры и каверны нередко заполнены солью. Нефть маловязкая с относительно высоким газосодержанием. Система скважин включает в себя девять добывающих и девять нагнетательных скважин.

Для дальнейшего анализа залежь необходимо разделить на более мелкие участки – элементы заводнения. Для карбонатных трещиноватых коллекторов ЭЗ необходимо выделять на основании анализа направлений прорывов воды, типов разломов и взаимодействий между скважинами, определённых посредством интерпретации ГДИС.

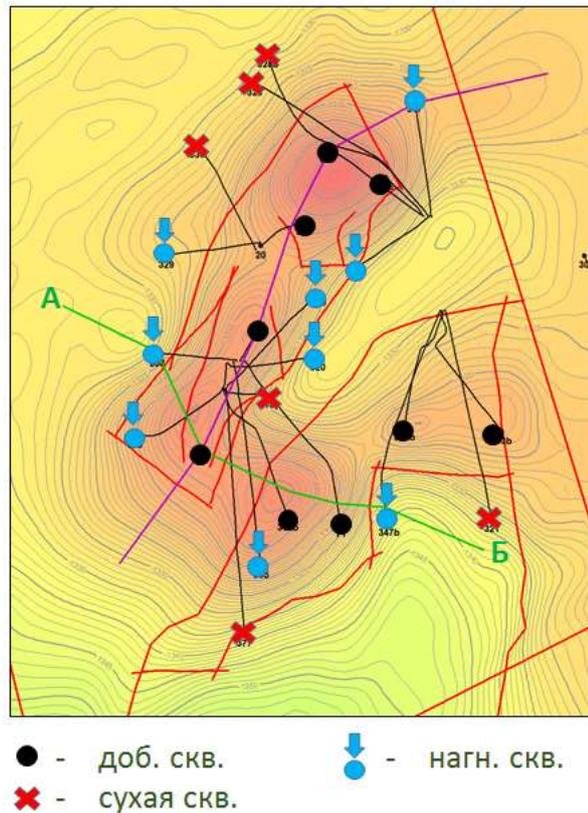


Рисунок 8 – Система скважин и геометрия трещин залежи $УК_2$ месторождения «У»

Взаимодействие между скважинами устанавливается более точно с помощью анализа динамики показателей добычи и закачки (рисунок 14.1).

В результате определённого характера взаимодействия между скважинами также определяется характер проводимости разломов, что позволяет доработать карту выявленных типов разломов (рисунок 14.2). Далее производится анализ проб воды, который в данном случае показал, что прорыв воды из аквифера (водоносного горизонта) пренебрежимо мал. Прорывы воды возникают из-за несовершенств реализуемой системы заводнения, вследствие которых нагнетаемая вода опережающими темпами обводняет добывающие скважины, проходя напрямую или через аквифер (рисунок 14.3).

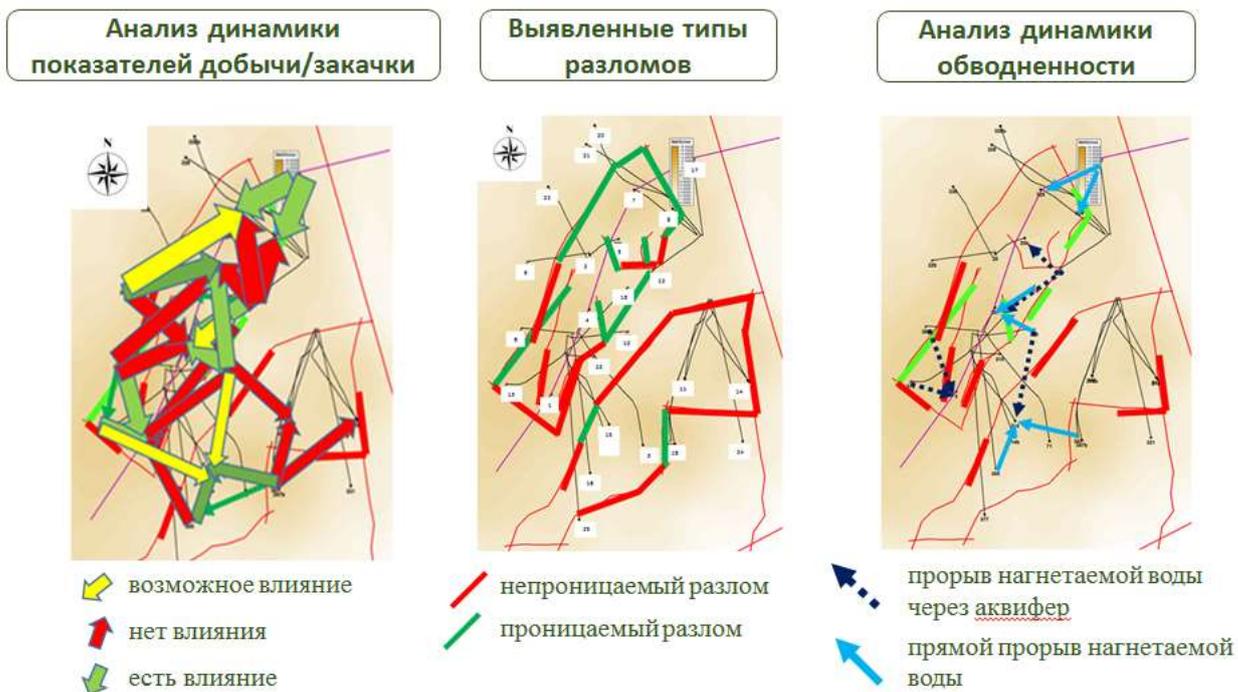


Рисунок 9 – Анализ взаимовлияния между скважинами и проводимости разломов залежи УК₂ месторождения «У»

Взаимовлияние между добывающими и нагнетательными скважинами и определенный характер проводимости разломов позволили определить 4 блока заводнения – укрупненных ячеек заводнения, которые в дальнейшем были проанализированы индивидуально (рисунок 15).

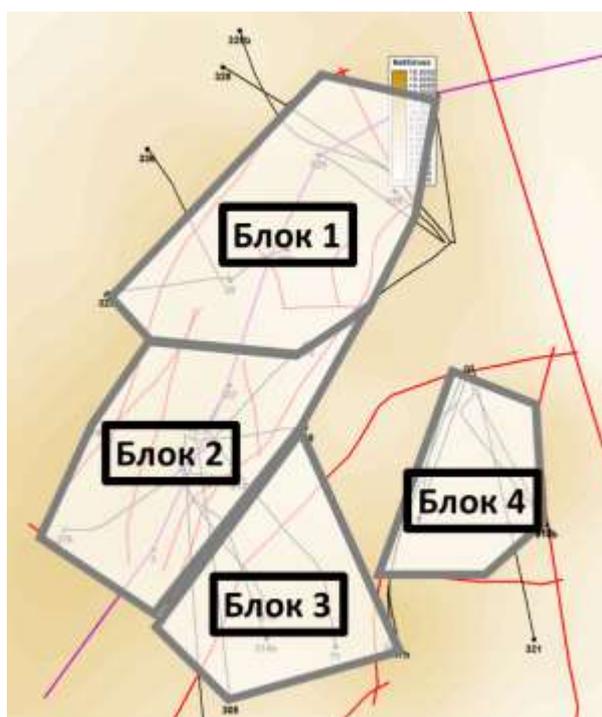


Рисунок 10 – Блоки заводнения залежи УК₂ месторождения «У»

Для того чтобы определить коэффициенты участия нагнетательных скважин в блоках заводнения, используется модель материального баланса. Запасы нефти в матрице и трещинах и коэффициенты участия нагнетательных скважин изменяются таким образом, чтобы достичь лучшей адаптации расчётных пластовых давлений на пластовые давления по ГДИС (рисунок 16). Суммируя эти расчетные коэффициенты для какой-либо скважины, рассчитываются коэффициенты эффективности закачки (КЭЗ) для разных скважин, которые показывают какая часть всей нагнетаемой в пласт воды уходит в блоки заводнения, обеспечивая поддержание пластового давления в них (таблица 4). Необходимо отметить, что скважина 329 неэффективна и должна быть закрыта. Эффективность скважины 308 также низкая, однако, она обеспечивает высокую эффективность для скважины 376, работая в качестве упора для неё.

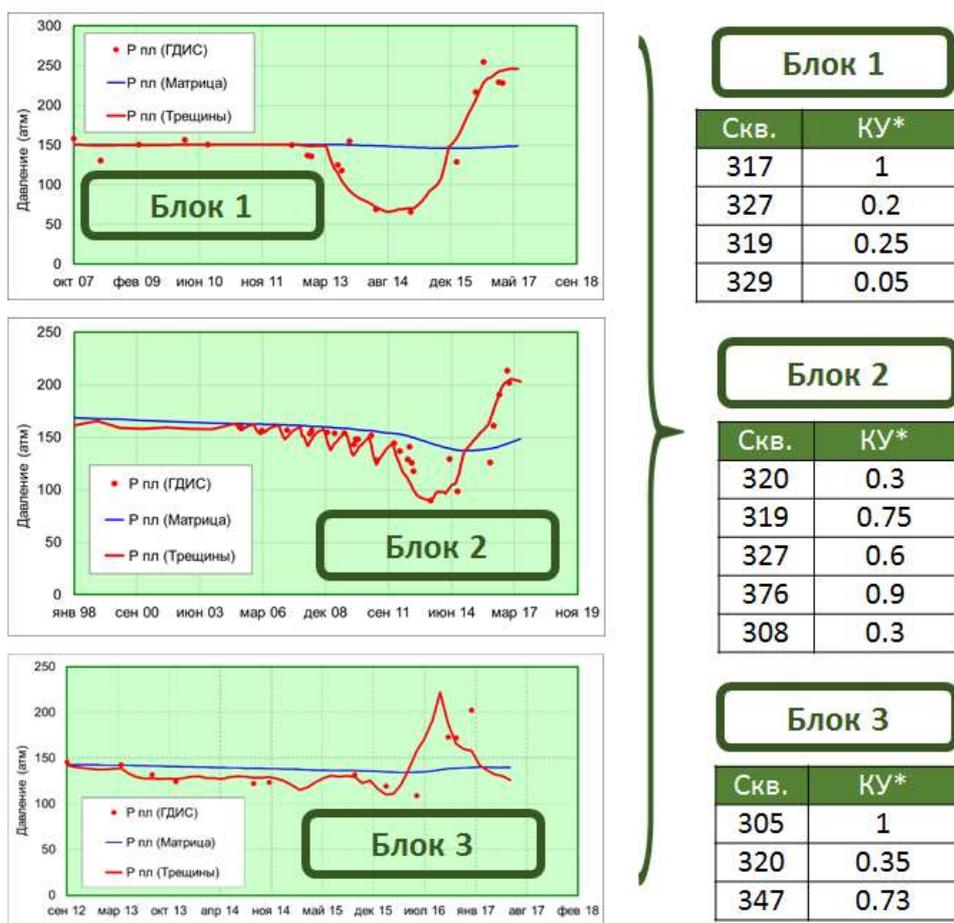


Рисунок 11 – Коэффициенты участия для блоков заводнения по модели материального баланса

Таблица 4 – Коэффициенты эффективности закачки нагнетательных скважин залежи УК₂ месторождения «У»

Скважина	317	327	319	329	320	376	308	305	347
КЭЗ	1	0,8	1	0,05	0,65	0,9	0,3	1	0,73

Для дальнейшего анализа эффективности системы заводнения необходимо оценить результаты проведённых трассерных исследований, представленных на рисунке 17.

Результат для скважины 305 являются сомнительными, так как трассеры от неё были получены практически во всех скважинах в больших количествах, хотя пластовое давление в этой скважине очень низкое (87 атм). Скважина 327 практически не обводняет ни одну скважину, однако при этом согласно модели материального баланса обеспечивает поддержку давления в блоках 1 и 2. Результаты трассерных исследований для скважины 71 сомнительны из-за низкого дебита скважины. Также можно отметить, что скважина 329 обводняет скважины блоков 1 и 2, однако согласно мат. баланса она не оказывает влияния на поддержание давления в них.

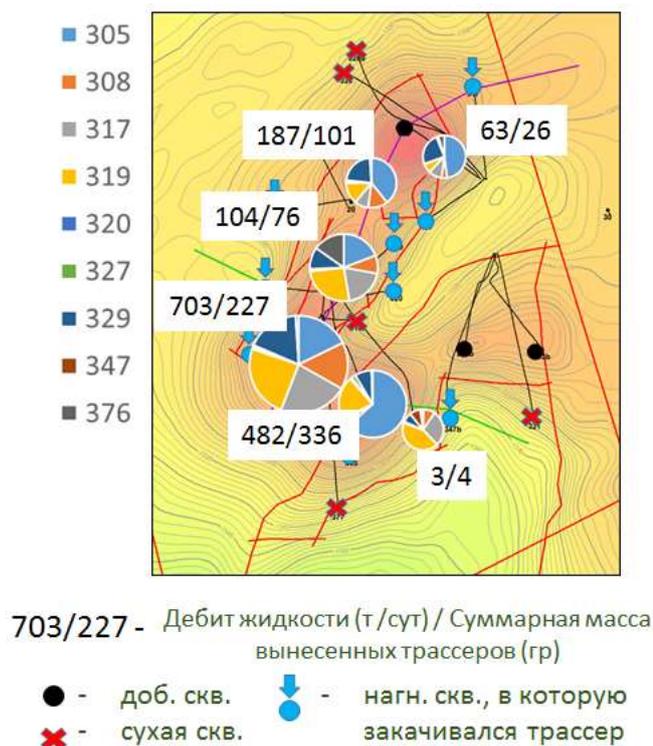


Рисунок 12 – Структурная карта с источниками обводнения по трассерам

Следующим шагом проводится анализ водонефтяного фактора (ВНФ) для различных блоков, с целью оценки скорости обводнения и влияния закачки на эту скорость. В качестве параметра обводнения был выбран темп логарифма ВНФ, который характеризует эффективность системы ППД в блоках с точки зрения обводнения приходящегося на добытую нефть.

$$\text{Темп } \log(\text{ВНФ}) = \frac{\Delta \log(\text{ВНФ})}{\Delta(\text{накопленная добыча нефти})}. \quad (26)$$

По рисунку 18 можно увидеть, что резкое увеличение закачки приводит к резкому увеличению темпа логарифма ВНФ. Блок 1 имеет гораздо большее значение темпа логарифма ВНФ, чем другие блоки, несмотря на меньшую проницаемость в нем. Если обратить внимание на накопленную компенсацию в блоках, то можно отметить, что она совпадает со значениями темпа логарифма ВНФ в блоках, а в блоке 1 накопленная компенсация самая большая. Таким образом, ускоренный рост обводнённости в этом блоке связан с чрезмерной закачкой в этот блок.

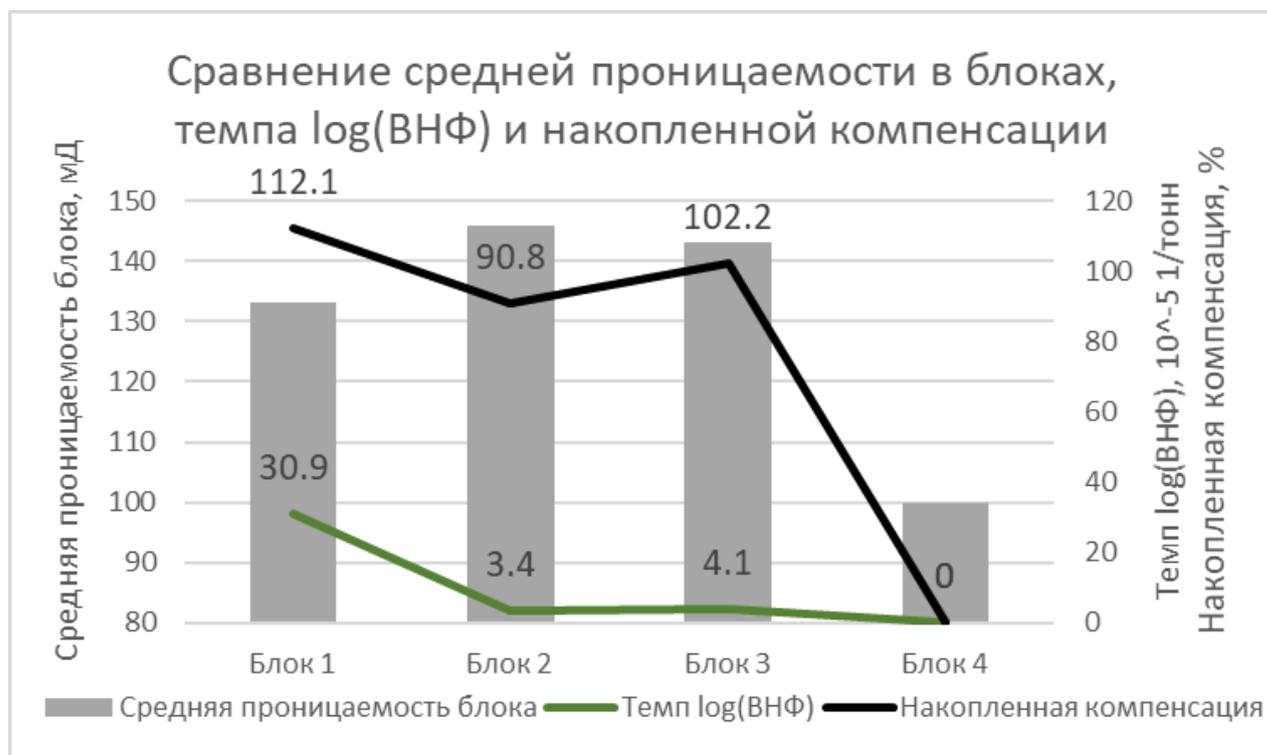


Рисунок 13 – Сравнение средней проницаемости в блоках, темпа $\log(\text{ВНФ})$ и накопленной компенсации

В результате анализа заводнения залежи УК₂ месторождения «У» можно отметить, что прорывы воды происходят от нагнетательных скважин, поэтому необходимо сосредоточиться на оптимизации закачки и системы заводнения в целом. Блок 4 является изолированным от других, поэтому нагнетательные скважины не оказывают влияния на добывающие скважины в этом блоке, и, следовательно, система ППД является неэффективной для 4 блока. Скважина 329 имеет низкую эффективность с точки зрения поддержания давления, при этом обводняет добывающие скважины, поэтому её необходимо закрыть.

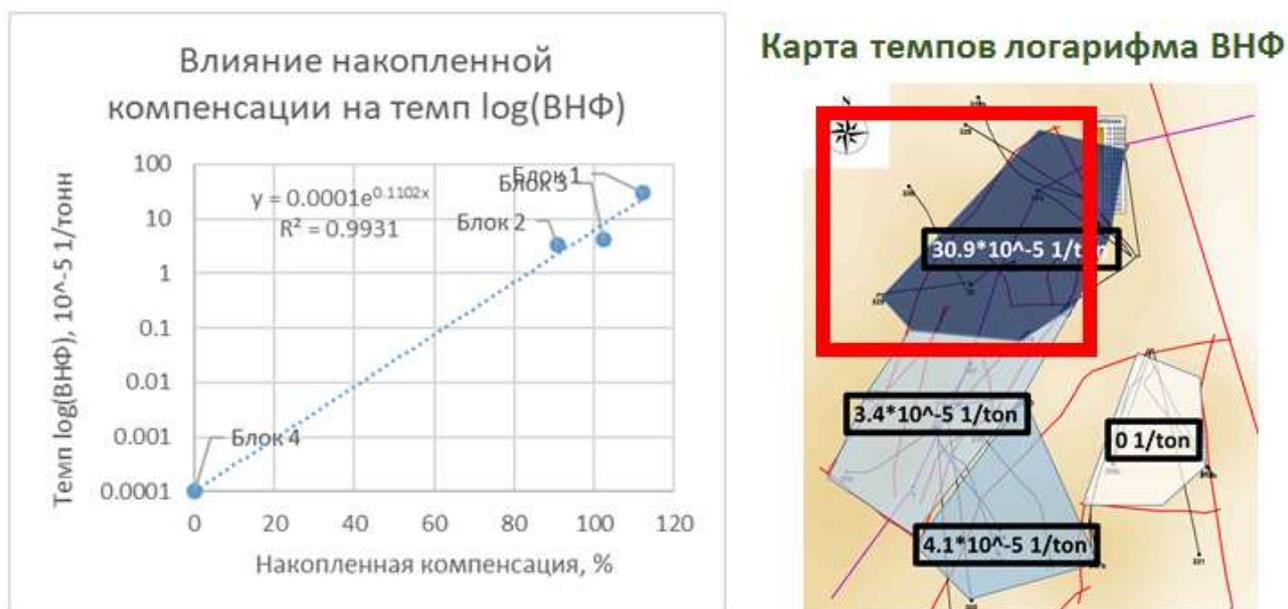


Рисунок 14 – Взаимосвязь накопленной компенсации и темпа логарифма водонефтяного фактора

Также необходимо отметить зависимость между темпом логарифма ВНФ и накопленной компенсацией, которая указывает на то, что чрезмерная закачка в блоке 1 привела к ускоренному обводнению скважин этого блока (рисунок 19). Таким образом, существует проблема оптимизации приемистостей нагнетательных скважин.

2.3. Особенности анализа эффективности системы заводнения терригенных коллекторов на примере месторождения «Х»

Процесс анализа эффективности системы заводнения терригенных коллекторов рассмотрим на примере ЦДНГ-2 месторождения «Х».

Оконтуренная площадь месторождения «Х», разрабатываемая ЦДНГ-2, состоит из 33 ячеек (рисунок 20). В качестве ячеек (элементов заводнения) выделены гидродинамически замкнутые участки пласта, дифференцируемые по геологическим и фильтрационным характеристикам, граница которых проходит через нагнетательные скважины. Рядная система размещения нагнетательных скважин значительно упрощает процесс формирования элементов заводнения.

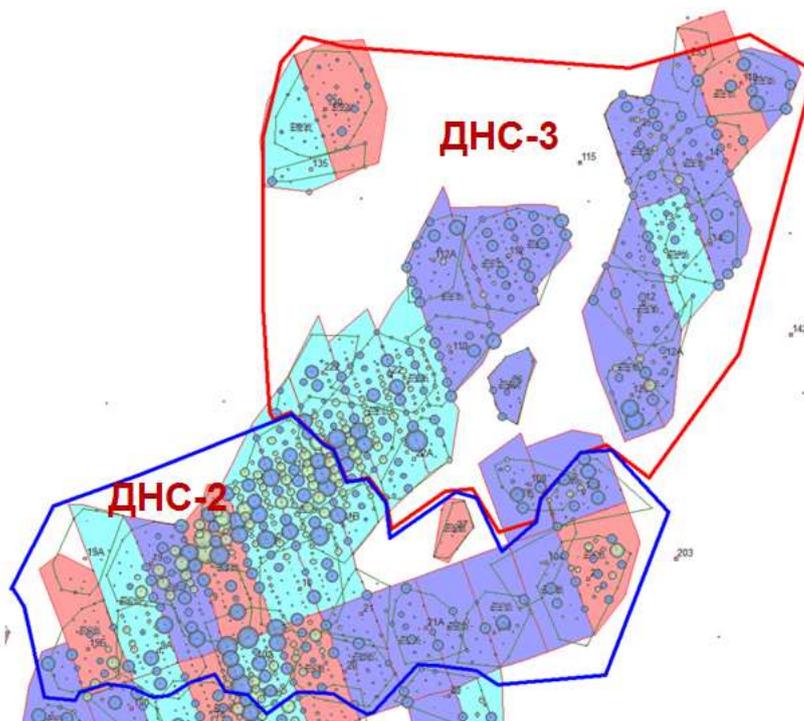


Рисунок 15 – Карта ячеек заводнения ЦДНГ-2 месторождения «Х»

Для нагнетательных скважин, располагающихся на границах ячеек, на основании геометрии ячеек заводнения и режимов работы скважин рассчитываются динамические коэффициенты участия.

В первую очередь производится анализ данных среднепластовых давлений по выделенным ячейкам на последнюю актуальную дату, результаты которого отображаются в графическом виде и наносятся на карту, где красный

цвет говорит о снижении пластового давления, желтый – стабильности пластового давления, зелёный – росте пластового давления (рисунок 21).

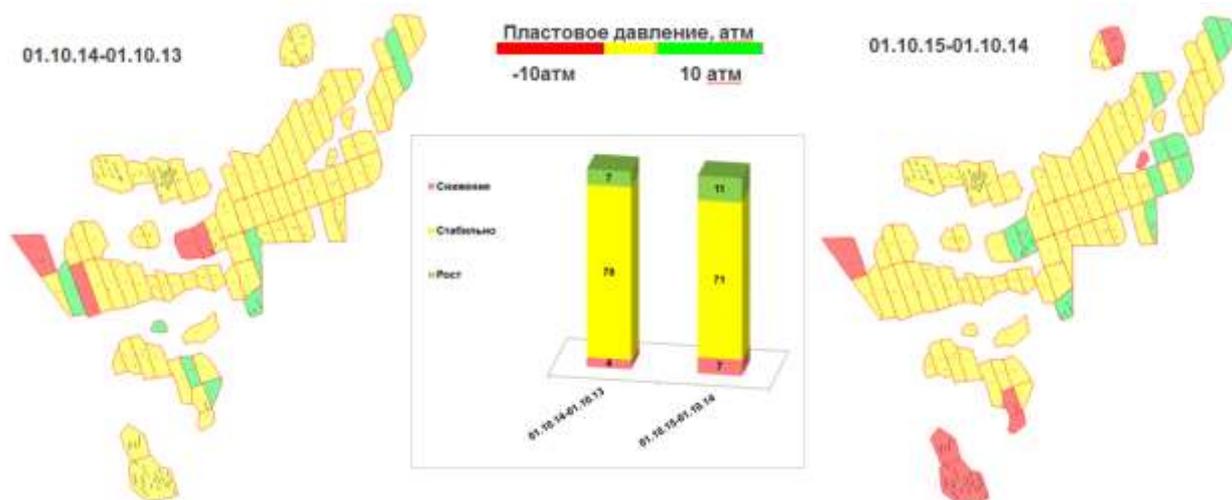


Рисунок 16 – Изменение пластового давления месторождения «X» по ячейкам заводнения за 2014-2015 год

Аналогичным образом анализируются значения текущей компенсации по всем ячейкам (рисунок 22).

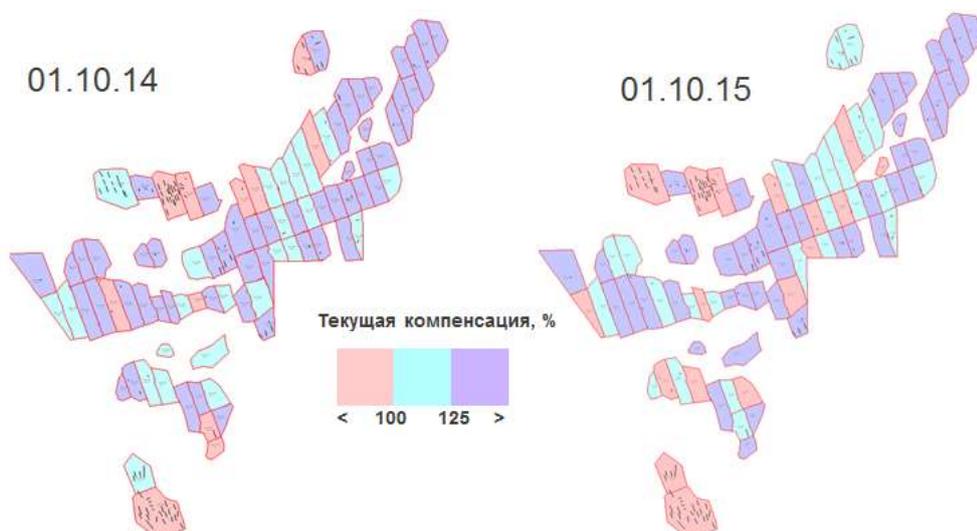


Рисунок 17 – Изменение компенсации месторождения «X» по ячейкам заводнения за 2014-2015 год

По результатам анализа объёмов добычи жидкости, объёмов добычи нефти, значений обводнённости, пластового давления и текущей компенсации, все ячейки подразделяются на:

- ячейки с приростом добычи нефти;
- ячейки со стабильными значениями добычи;
- ячейки с потерями добычи нефти по дебиту жидкости;
- ячейки с потерями добычи нефти по обводнённости.

Результаты заносятся в таблицу (таблица 5) и отображаются в виде карты (рисунок 23).

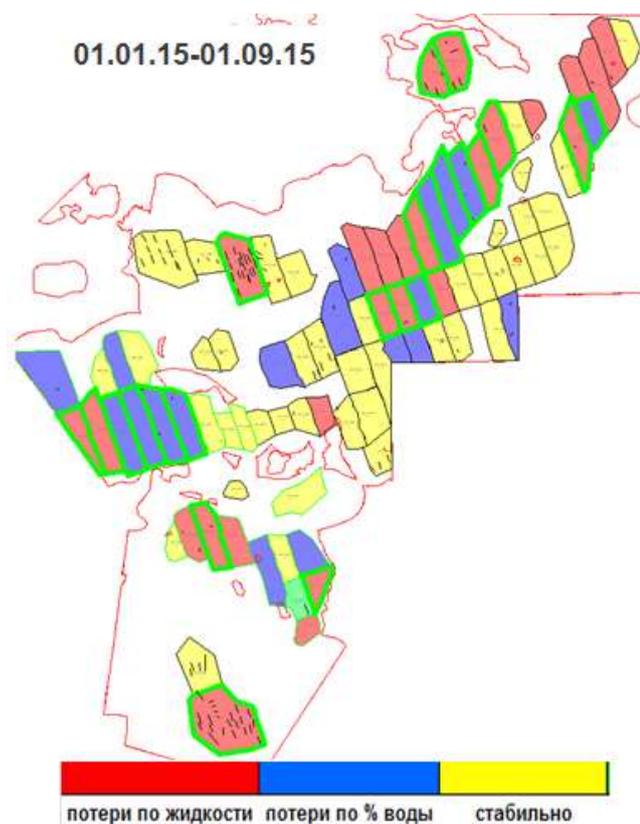


Рисунок 18 – Анализ проблемных ячеек по базовому фонду месторождения «Х» за 9 месяцев 2015г.

За период с 01.01.2015 г. по 01.10.2015 г. потери по факторному анализу составили 239 тысяч тонн за весь период, среднесуточный размер потерь составил 1971 т/сут. По характеру преимущественных потерь выявлено, что 5 ячеек имеют снижение объёмов добычи нефти вследствие роста обводнённости добываемого флюида, 6 ячеек имеют снижение объёмов добычи нефти вследствие снижения общих объёмов добываемой жидкости.

Таблица 5 – Анализ проблемных ячеек по базовому фонду ЦДНГ-2 за 9 месяцев 2015г.

№ п/п	Ячейка	ИЗМЕНЕНИЯ ТР, т				Потери, т/сут			Потери, тыс.тонн			Преимущества потери
		Добыча нефти БФ		Добыча жидкости		по QЖ	% обв	Итого	по QЖ	% обв	Итого	
		01.15	10.15	01.15	10.15							
1	C_All_6_1	22176	15016	90850	74871	-79	-139	-218	-13.2	-17.7	-30.9	по обв
2	C_All_4_1	15630	8604	31182	21427	-115	-96	-211	-19.9	-10.5	-30.4	по ж-ти
3	C_All_7_1	23919	16856	89129	79168	-28	-189	-217	-3.6	-20.4	-23.9	по обв
4	E_All_4_2	18039	11141	22864	18100	-81	-129	-210	-7.8	-15.7	-23.5	по обв
5	C_All_8_1	21376	15533	78356	62631	-121	-65	-186	-15.4	-7.3	-22.8	по ж-ти
6	C_All_3_1	24236	19401	30433	26184	-75	-59	-134	-13.0	-7.3	-20.3	по ж-ти
7	C_All_9_2	20168	14207	56859	51145	-19	-152	-171	-1.2	-19.1	-20.3	по обв
8	C_All_5_1	15676	9225	49904	44093	-63	-142	-204	-3.8	-15.4	-19.3	по обв
9	Nord_All_2_1	8348	4060	9489	4646	-127	-12	-138	-18.1	+1.0	-17.1	по ж-ти
10	E_All_5_2	20149	15912	29359	24855	-69	-49	-118	-11.2	-4.0	-15.2	по ж-ти
11	Nord_All_1_1	13467	8534	16376	10652	-142	-23	-164	-16.8	+1.8	-15.0	по ж-ти
Итого по ячейкам ЦДНГ-2:						-919	-1055	-1971	-124	-117	-239	

Далее каждая проблемная ячейка анализируется отдельно. Рассмотрим последовательность и принципы анализа на примере ячейки C_All_6_1.

По рисунку 24 можно сделать вывод, что 03.2015 г. Наблюдается резкий рост обводнённости добываемой продукции и снижение объёмов закачиваемой воды.

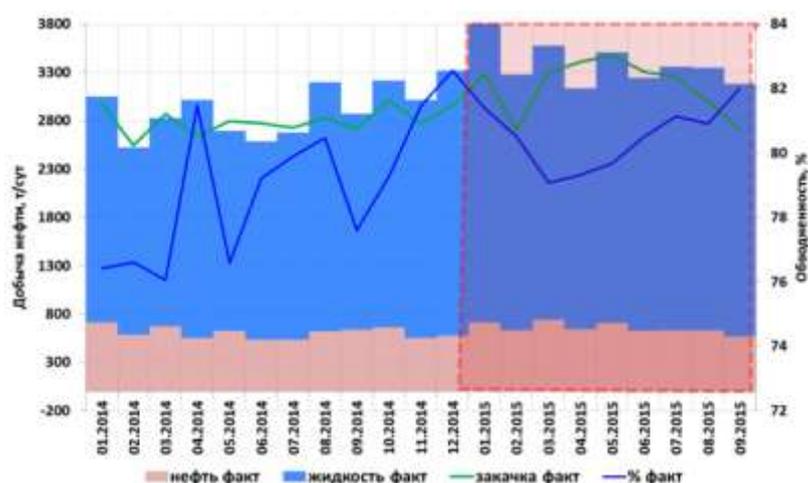


Рисунок 19 – Показатели добычи и закачки для ячейки C_All_6_1 ЦДНГ-2 месторождения «Х»

Из всех скважин, входящих в состав ячейки, выделяются наиболее проблемные, характеризующиеся наибольшими потерями добычи нефти (рисунок 25).

Скважина	ИЗМЕНЕНИЯ МЭР / ТР, т.			ПОТЕРИ, т./сут.				
	Добыча нефти			по Qж	% воды	СДФ	КЭ	ИТОГО
	01.01.2015	01.09.2015	Δ абс					
15248	1554	371	-1183	-7.4	-27.7	-	-2.6	-37.8
15278	1165	264	-901	-20.7	-8.0	-	-	-28.8
15276	1438	818	-621	-4.6	-14.7	-	-	-19.2
324	837	266	-572	1.5	-19.7	-	-	-18.2
15308	965	437	-528	0.5	-17.0	-	-	-16.6
15223	1050	543	-508	-6.9	-8.9	-	-	-15.8
15307	275	0	-275	-	-	-14.2	-	-14.2
15222	748	325	-423	-6.4	-6.9	-	-	-13.3
300	661	265	-396	-0.3	-12.2	-	-	-12.5
473Р	893	531	-362	0.1	-11.2	-	-	-11.1
15234	992	634	-358	-2.7	-8.4	-	-	-11.1
15232	797	489	-308	-5.2	-4.2	-	-	-9.5
15246	2770	2443	-328	-28.1	20.1	-	-	-8.0
14909	308	67	-242	-4.8	-1.3	-	-1.7	-7.7
24969	582	334	-248	-10.4	2.8	-	-	-7.7
15336	332	126	-206	-1.7	-3.9	-	-0.9	-6.5
15002	385	186	-199	-1.3	-5.0	-	-	-6.2
323	440	248	-192	-0.1	-5.8	-	-	-5.9
15366	230	74	-156	-0.0	-4.9	-	-0.0	-5.0
14992	236	120	-115	-1.4	-2.2	-	-	-3.6
15210	283	173	-110	-1.8	-1.6	-	-	-3.4
14980	394	375	-19	-2.8	0.9	-	-	-1.9
15396	498	443	-56	-0.6	-0.7	-	-	-1.3
15212	221	179	-42	2.2	-3.4	-	-	-1.2
В целом	22176	15016	-7161	-71	-131	-14	-7	-222

Рисунок 20 – Анализ скважин ячейки С_Ал_6_1 ЦДНГ-2 месторождения «Х»

Динамика и характер потерь по рассматриваемой ячейке представлены на рисунке 26, по которому хорошо видно, что потери по обводненности превышают потери по снижению добычи жидкости.

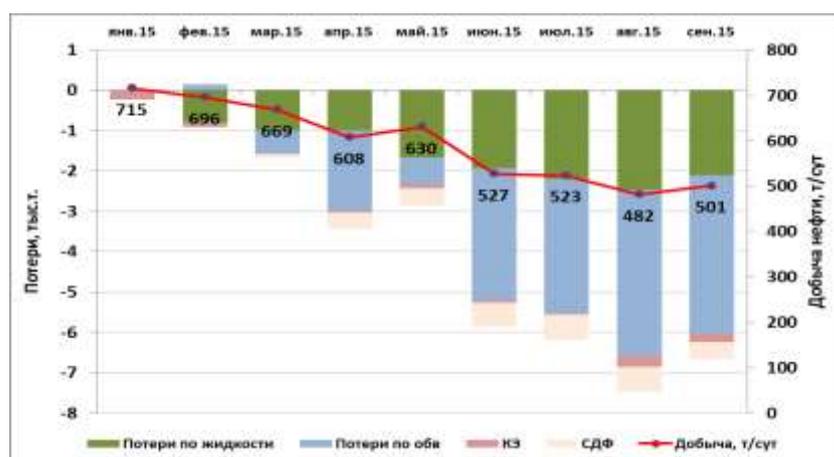


Рисунок 21 – Динамика потерь добычи нефти для ячейки С_Ал_6_1 ЦДНГ-2 месторождения «Х»

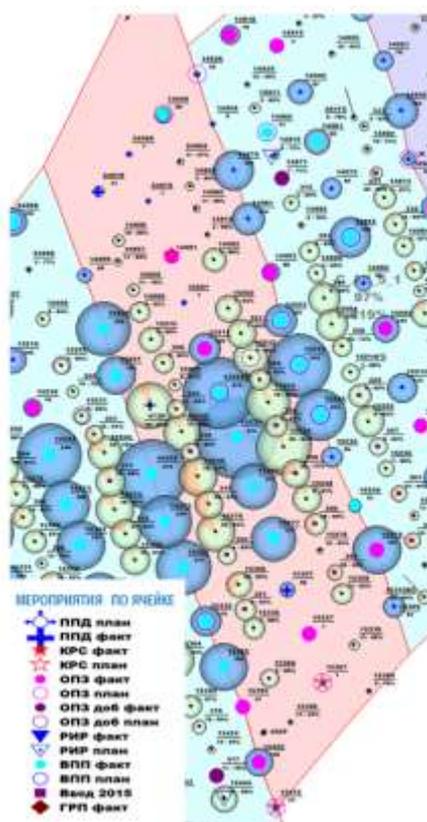


Рисунок 22 – Мероприятия по ячейке С_All_6_1 ЦДНГ-2 месторождения «Х»

Последним этапом проводится анализ мероприятий по ячейке за указанный период времени (рисунок 27). Так 01.01.2015 г. по 01.10.2015 г. было проведено 7 обработок призабойных зон скважин, 16 мероприятий по выравниванию профиля приёмности, 2 перевода добывающих скважин в фонд ППД.

Значение текущей компенсации на 01.10.2015 г. составляет 79 %, накопленной компенсации – 93 %. За рассматриваемый период начальное пластовое давление составляло 277 атм, текущее значение 277 атм, следовательно отклонение составляет 0 %.

Основные потери связаны с ростом обводнённости добываемой продукции – за счет выработки запасов (текущий КИН 0,299). Сопоставление выявленных проблемных скважин и мероприятий, проводимых за анализируемый период времени, дало следующие результаты:

- на скважине 15248 снизился процент воды после ГРП на скважине 15278 в ноябре и вырос после ввода скважин 326, 392;

- прекращение эффекта от ВПП на скважине 15276;
- по скважине 324 процент воды после снижения в конце 2014 г. (перераспределение поля давлений после ввода самой скважины 324+проведение ВПП на соседних нагнетательных скважинах) вернулся на прежний уровень;
- скважина 15308 обводнилась после перевода в ППД скважины 15307;
- потери по жидкости наблюдаются на скважине 15278 в конце марта после ГРП в ноябре 2014 вследствие смыкания трещины;
- потери по жидкости на скважинах 15246, 15222, 15232 после ввода скважин уплотнения.

По результатам анализа ячейки С_Ал_6_1 ЦДНГ-2 месторождения «Х» сформированы следующие рекомендации:

1. Расчётный уровень целевой компенсации $K_{ц} = 93\%$;
2. ГРП на скважине 15278;
3. Перевод в ППД скважины 473Р;
4. ОПЗ на скважинах 14959, 14938;
5. Проведение ВПП на 17-ти скважинах (из них 6 повторных).

2.4. Основные способы повышения эффективности системы заводнения

Раздел 2.4. скрыт, так как содержит конфиденциальные данные, не подлежащие разглашению.

3. ФОРМИРОВАНИЕ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО СОЗДАНИЮ МЕТОДИКИ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ

В результате проведённой работы выявлены следующие этапы проведения анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов:

1. Сбор и подготовка исходной информации.

1.1. Качественная оценка параметров системы заводнения.

- Вид системы заводнения (законтурное, приконтурное, площадное, сводовое, избирательное, очаговое и т.д.);
- тип коллектора (терригенный, карбонатный);
- интенсивность заводнения;
- степень реализации проектной системы заводнения.

1.2. Количественная оценка параметров системы заводнения.

- Соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин;
- закачка, приёмистость, компенсация отборов закачкой (накопленная и текущая);
- дебит нефти, жидкости добывающих скважин, обводнённость добываемой продукции;
- пластовые, забойные давления, перепад давлений между забоями нагнетательных и добывающих скважин.

2. Проведение трассерных исследований.

Трассерный метод исследований нашёл широкое применение при определении параметров нефтяных пластов. Интерпретация полученных с помощью этого метода данных позволяет сформировать наиболее полное представление о распределении фильтрационных потоков в пласте и его строении. Полученные интерпретационные данные позволяют определить реагирующие добывающие скважины для каждой нагнетательной, и как следствие корректно разделить рассматриваемый участок пласта на элементы заводнения.

3. Анализ энергетического состояния пласта.

Характер динамики изменения пластового давления, динамики перепада давлений между забоями нагнетательных и добывающих скважин с применением карты изобар является показателем влияния закачки, что позволяет говорить о наличии гидродинамической связи между скважинами.

4. Формирование ячеек заводнения.

4.1. Терригенный коллектор.

Границы ячеек заводнения должны проходить через нагнетательные скважины, при этом к основным рекомендациям при разделении залежи на участки относятся выделение гидродинамически замкнутых систем, и поиск таких районов залежи, которые легко дифференцируются по геологическим или фильтрационным характеристикам.

Лучше всего проводить деление на блоки по результатам трассерных исследований. Для терригенных коллекторов достаточно информации о гидродинамической связи нагнетательных и реагирующих добывающих скважин и распределении фильтрационных потоков в пласте.

4.2. Карбонатный коллектор.

Для карбонатных трещиноватых коллекторов ячейки заводнения необходимо выделять на основании анализа направлений прорывов воды, типов разломов и взаимодействий между скважинами, определённых посредством интерпретации ГДИС.

5. Осреднение параметров по ячейкам (компенсация, отборы жидкости, пластовое давление).

По результатам анализа объёмов добычи жидкости, объёмов добычи нефти, значений обводнённости, пластового давления, накопленной и текущей компенсации, данные параметры осредняются по всем ячейкам. Значение накопленной и текущей компенсации сопоставляется с различными технологическими показателями работы скважин с целью формирования выводов по энергетическому состоянию пласта и дальнейших рекомендаций по оптимизации системы заводнения.

6. Выявление проблемных ячеек.

Все ячейки на основании детального анализа вышеуказанных факторов подразделяются на:

- ячейки с приростом добычи нефти;
- ячейки со стабильными значениями добычи;
- ячейки с потерями добычи нефти.

Дальнейшему анализу подлежат скважины, относящиеся к ячейкам с потерями нефти. При сопоставлении текущего пластового давления со значениями текущей и накопленной компенсации можно условно выделить скважины в четыре группы.

Для скважин первой группы характерна перекомпенсация отборов закачкой, но постоянное пластовое давление (или незначительное его снижение).

Скважины второй группы характеризуются перекомпенсацией отборов закачкой, снижением пластового давления за рассматриваемый период. Так как объёмы закачиваемой воды значительно превышают объёмы добычи, в районе данных скважин отмечается низкая эффективность закачки.

Скважины третьей группы характеризуется нормальным значением компенсации, незначительным снижением пластового давления за рассматриваемый период.

Для скважин четвёртой группы характерна недокомпенсация отборов закачкой и снижение пластового давления, относительно начального.

7. Формирование рекомендаций по совершенствованию системы заводнения.

Для каждой группы скважин, в зависимости от причин и механизмов снижения добычи нефти, формируются свои рекомендации по совершенствованию системы заводнения.

Для скважин первой группы существует вероятность снижения забойного давления, следовательно рекомендуется увеличение отборов жидкости путём смены насосного оборудования на более мощное.

Для скважин второй группы характерны потери закачиваемой воды, вызванные возможным её уходом в законтурную область, внутрислоевыми перетоками, или негерметичностью эксплуатационной колонны. В данных скважинах рекомендуется проведение промыслово-геофизических исследований, по результатам которых производятся либо ремонтно-изоляционные работы (РИР), либо выравнивание профиля приёмистости (ВПП), либо циклическая закачка (ЦЗ).

Для скважин третьей группы рекомендуется проведение ОПЗ для улучшения связи пласта с забоем и оптимизация режимов работы насосного оборудования.

Для скважин четвёртой группы рекомендуется снизить темпы отборов в добывающих скважинах, постепенно увеличивать объёмы закачки, по возможности увеличить охват закачкой, а так же проведение обработок призабойной зоны пласта и физико-химические методы увеличения нефтеотдачи нагнетательных скважин [1].

Данный алгоритм анализа для наглядности можно представить в графическом виде (Приложение А).

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ8Т	Поляковой Наталии Игоревна

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.04.01)

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет годовой экономической эффективности нестационарного заводнения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Нормы амортизации, страховые взносы, районный коэффициент.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведены расчеты, материальных затрат, затрат на оплату труда, страховых отчислений, амортизационных отчислений.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности мероприятий нестационарного заводнения.

Перечень графического материала

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ8Т	Полякова Наталия Игоревна		02.03.2020

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Экономическая эффективность выравнивания фронта вытеснения вследствие нестационарного заводнения по дополнительной добытой нефти

Экономический эффект от внедрения рекомендаций по выравниванию фронта нагнетаемой воды может быть определен за счет увеличения объема добычи нефти на месторождении «Х» (ЦДНГ-2) за 2015 год. Расчёты осуществляются для одного полного календарного года.

Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе представлена в таблице 6, и в основном опирается на Налоговый кодекс Российской Федерации.

Таблица 6 – Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

Вид норматива, нормативная база		Характеристика	Источник
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
2	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ
3	Налог на добавленную стоимость	Ставка 20 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ
4	Районный коэффициент	Ставка 70 %	
5	Надбавка за вахтовый метод работы	Ставка 16 %	Статья 217 Налоговый кодекс РФ

Годовой экономический эффект от применения новой технологии, обеспечивающей увеличение добычи нефти определяется по формуле [26]:

$$\mathcal{E} = C_1 A_1 + H \Delta A - C_2 A_2 - E_{\text{н}} \Delta K \quad (27)$$

где C_1 и C_2 – себестоимость добычи одной тонны нефти до и после применения метода, руб/т;

A_1 и A_2 – объем добычи нефти до и после применения метода, тыс. т;

ΔA – дополнительная годовая добыча нефти за счет применения новой технологии, тыс. т;

H – специальный норматив удельных приведенных затрат на одну тонну прироста добычи нефти (для мероприятий по увеличению текущих темпов отбора нефти принимается в размере 30 руб/т);

E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

ΔK – дополнительные капитальные вложения, связанные с внедрением новой технологии, тыс. руб.

Так как мероприятия по нестационарному заводнению не требуют капитальных вложений, последнее слагаемое в формуле (27) будет равно нулю.

Исходные данные для расчета экономической эффективности выравнивания фронта вытеснения по дополнительной добытой нефти приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Исходные данные для расчёта экономической эффективности по дополнительно добытой нефти

Показатель	Значение
Цель воздействия на пласт	Увеличение нефтеотдачи пластов; выравнивание фронта заводнения
Вид воздействия на пласт	Перемена направления фильтрационных потоков
Количество скважин, на которых проводились мероприятия по НЗ, шт	13
Дополнительная добыча нефти (ΔA), тыс. т	31,94
Объем добычи нефти (A_2) по месторождению «Х» за 2015 год (ЦДНГ-2), тыс. т	455,4
Дополнительные эксплуатационные расходы ($Зд$), тыс. руб.	135,7
Стоимость одной скважины, тыс.руб.	14000
Норма амортизации скважин, %	10

Объем добычи нефти до применения мероприятия (A_1) рассчитывается по формуле:

$$A_1 = A_2 - \Delta A \quad (28)$$

Себестоимость добычи 1 тонны нефти после проведения мероприятий по нестационарному заводнению:

$$C_2 = Z / A_2 \quad (29)$$

Z – затраты на проведение мероприятий по нестационарному заводнению. Все многообразие затрат, включенных в себестоимость продукции нефтегазодобывающего предприятия, группируется по следующим основным элементам: материальные затраты, затраты на оплату труда, отчисления на специальные нужды, амортизационные отчисления.

Материальные затраты в нефтедобыче – это в основном затраты на энергию, химические реагенты и прочие вспомогательные материалы, но так как технология нестационарного заводнения не предусматривает применения химических реагентов и прочих материалов, учитываться в расчете будут только затраты на электроэнергию.

Таблица 8 – Расчет материальных затрат

Наименование материала, единица измерения	Цена за единицу, руб/тонну	Объем добычи нефти по месторождению «Х» (ЦДНГ-2) за год, тыс. тонн	Стоимость материалов, руб.
Электроэнергия	47,2	455,4	21494880
ИТОГО			21494880

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в

многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

При проведении операций по нестационарному заводнению на кустовой площадке присутствуют операторы по поддержанию пластового давления (ППД), и ответственный за проведение работ мастер цеха поддержания пластового давления (ЦППД). Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 11 часов (с учетом перерыва на обед). Ежемесячная норма выработки 330 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16 %, районный коэффициент к заработной плате в Ханты-Мансийском автономном округе 70 %, ежемесячная премия в размере 40 %. Расчет заработной платы можно свести в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Кол-во	Месячная тарифная ставка, руб.	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Премия	Районный коэффициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Оператор ППД	2	19437	58,9	3960	186595	326542	74638	1054263
Мастер ЦППД	1	25740	78,0	3960	123552	216216	49420,8	698068,8
ИТОГО								1752331,8

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ и включают в себя страховые взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке (таблица 10).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на

производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКВЭД – 09.10).

Таблица 6 – Расчет страховых взносов

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (30%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего, руб.
Затраты	1752331,8	50817,6	89368,9	525699,5	7009,3	672895,3

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Норма амортизационных отчислений на реновацию скважин составляет 10 % от их балансовой стоимости.

Определим стоимость всех скважин:

$$ФС = \Phi_1 * N = 14\ 000 * 13 = 182000 \text{ тыс. руб.} \quad (30)$$

Рассчитаем сумму амортизационных отчислений:

$$АМС = Н1 * ФС = 10 \% / 100\% * 182000000 = 18200000 \text{ руб.} \quad (31)$$

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по нестационарному заводнению, которая представлена в таблице 11.

Таблица 7 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	21494880
2. Затраты на оплату труда	1752331,8
3. Страховые взносы	672895,3
4. Амортизационные отчисления	18200000
ИТОГО ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ	42120107,1

Итого себестоимость добычи 1 тонны нефти после проведенных мероприятий по нестационарному заводнению на месторождении «X» в течение 2015 года составила:

$$C_2 = \frac{3}{A_2} = \frac{42120107,1}{455400} = 92,5 \quad (32)$$

Себестоимость добычи одной тонны нефти до внедрения метода определяется по формуле:

$$C_1 = \frac{C_2 A_2 - 3_д}{A_1} = \frac{92,5 \cdot 455,4 - 105,7}{423,46} = 99,2 \quad (33)$$

где $3_д$ – дополнительные эксплуатационные расходы, связанные с приростом добычи нефти в результате применения новой технологии, руб.

Объем добычи нефти до применения метода определяется по формуле (28):

$$A_1 = 455,4 - 31,94 = 423,46 \text{ тыс. т} \quad (34)$$

Годовой экономический эффект по формуле (27) равен:

$$\mathcal{E} = 99,2 \times 423,46 + 30 \times 31,94 - 92,5 \times 455,4 = 840,932 \text{ тыс. руб.} \quad (35)$$

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ8Т	Поляковой Наталии Игоревне

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.04.01)

Тема ВКР:

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ АНАЛИЗА СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – вода, применяемая для нестационарного (циклического) заводнения нефтяных пластов. Технология применяется на месторождениях с поддержанием пластового давления путём закачки воды в нефтяной пласт на любой стадии эксплуатации.
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. 	<ul style="list-style-type: none"> – Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (1999); – Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90; – Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81; – Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011; – Оборудование производственное. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ; – Оборудование производственное. Ограждения защитные: ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ; – Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; – Трудовой Кодекс РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
2. Производственная безопасность: <ul style="list-style-type: none"> 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 шума и вибрации;

	<ul style="list-style-type: none"> – Недостаточная освещенность; – Повышенная запыленность рабочей зоны. <p>Опасные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Электрический ток; – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).
3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> – Оценка и анализ воздействия работ по нестационарному заводнению на атмосферу, гидросферу, литосферу (выбросы загрязняющих веществ через неплотности соединений, загрязнение подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, продукты утечек скважины). – Комплекс мер по охране окружающей среды.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением; – разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; – нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети. <p>Описание наиболее вероятной ЧС – взрыва, его источников, комплекса мер по обеспечению безопасности.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Скачкова Лариса Александровна			02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ8Т	Полякова Наталия Игоревна		02.03.2020

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Основным способом разработки нефтяных месторождений в Российской Федерации на сегодняшний день является заводнение, при этом способе эффективность извлечения нефти зависит от полноты охвата пласта воздействием закачиваемой воды.

Одной из широко применяемых недорогостоящих технологий вовлечения остаточных запасов нефти в активную разработку является циклическое (нестационарное) заводнение.

Циклическое заводнение – разновидность нестационарного заводнения, идея которого состоит в том, что нагнетание воды ведется в виде определенных циклов по схеме «нагнетание-остановка».

Метод циклического заводнения основан на представлении о том, что периодическая закачка воды в пласт взамен непрерывной может вызвать перераспределение давлений в пропластках различной проницаемости. Это значит, что из зон, насыщенных нефтью и имеющих низкую проницаемость, при снижении давления, вызванного прекращением закачки, начнется переток нефти в зоны повышенной проницаемости. Последние, как правило, наиболее обводнены и, вследствие лучшей характеристики, в них быстрее снижается давление. Кроме того, капиллярные силы создают дополнительное сопротивление для перемещения воды в низкопроницаемых поровых каналах, что благоприятствует перемещению нефти.

Работы проводятся на открытых кустовых площадках нефтяного месторождения «Х», которое расположено в центральной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении месторождение находится в Ханты-Мансийском автономном округе РФ.

Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом.

Работы по нестационарному (циклическому) заводнению применяются на месторождениях с поддержанием пластового давления путём закачки воды в нефтяной пласт на любой стадии эксплуатации.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Обслуживание нагнетательных скважин производит оператор по поддержанию пластового давления (ППД). Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

Работа оператора ППД, согласно должностной инструкции на рабочее место, включает в себя:

- осуществление обслуживания оборудования нагнетательных скважин;
- спуск конденсата из влагоотделителей, наблюдение за исправностью устьевого оборудования нагнетательных скважин;
- систематический обход магистральных и рабочих трубопроводов и нагнетательных скважин, наблюдение за исправностью их состояния и участие в их ремонте;
- участие в работах по повышению приемистости скважин;
- наблюдение за показаниями регистрирующих приборов и учет показаний;
- участие в работах по монтажу и демонтажу трубопроводов;
- отбор проб из нагнетательных скважин и водоводов;
- ведение вахтового журнала закачки рабочего агента в пласт.

Работы по заводнению проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [38]. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора, согласно [39]. Так как основная рабочая зона оператора – это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

5.2. Производственная безопасность

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [28] (таблица 12).

Таблица 12 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Отклонение показателей климата на открытом воздухе;		+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [40].
Превышение уровней шума и вибрации;		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 2015. – 24 с [29]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с [31].
Недостаточная освещенность;		+	+	СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение [32].
Повышенная запыленность рабочей зоны.		+	+	СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах [41].
Электрический ток;		+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [34].
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;		+	+	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [36].
Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).		+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [35].

5.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего

самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего [40]. 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.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 13).

Таблица 13 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

Превышение уровней шума. В непосредственной близости от рабочего места оператора ППД могут находиться машины КРС (капитальный ремонт

скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создает уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 (2015) [29]. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противозумные вкладыши [30].

Превышение уровня вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [31] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

Недостаточная освещённость рабочей зоны. При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [32]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

Повышенная запыленность рабочей зоны. Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ППД, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов [41].

5.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток. Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо

изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [33].

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12-36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [34].

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования,

при спуско-подъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [36] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91 [35].

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая

проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).

Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Разгерметизация (потеря герметичности), достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Но так как в процессе нестационарного заводнения нагнетаемым агентом является вода, то влияние, оказываемое на организм человека и окружающую среду, не является негативным.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

5.3. Экологическая безопасность

Операции нестационарного заводнения сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. С целью исключения или сведения к минимуму негативного воздействия работ данного вида на окружающую среду предусмотрен комплекс специальных мероприятий по охране окружающей среды.

Загрязнение атмосферы

Большая часть выбросов на нефтегазовых промыслах, порядка 70-75%, приходится на атмосферу. При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах.

Загрязнение литосферы

Бурение скважин, обустройство нефтегазовых месторождений, сооружение подземных хранилищ приводит к изменениям почвенной среды и ландшафта.

При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования.

Во время проведения технологических операций с химическими агентами, велика вероятность попадания оных не только в продуктивные пропластки, но и за его пределы, путём перетоков, или неплотной кровли пропластка, что, в свою очередь приводит к изменению физико-химических свойств почвы, и оказывает на неё негативное воздействие.

Для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций вредных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 14.

Таблица 8 – Предельно-допустимые концентрации вредных химических веществ в почве [42]

Вещество	ПДК, мг/кг	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этенилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

Планирование экологической защиты литосферы начинается на стадии проектирования строительства нефтегазового комплекса согласно [43].

Загрязнение гидросферы

Вторичное вскрытие пласта скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами (ГСМ), пластовыми флюидами.
- хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами;
- перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны;
- продуктами утечек скважины.

В соответствии с нормами технологического проектирования, для предотвращения попадания химических реагентов и технологических

жидкостей в гидросферу, регламент должен предусматривать полную герметизацию всего оборудования, арматуры.

В процессе освоения скважины продукты освоения (нефть, отработанная вода) должны собираться в передвижные металлические емкости по 25 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор.

После закачки химических реагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки химических реагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке месторождения «Х» при проведении работ по нестационарному заводнению:

- нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением;
- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.

Технологические процессы, идущие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала.

Этот процесс, как правило, приводит к взрыву, который в свою очередь провоцирует появление большого количества механических осколков и ударные волны. Их разрушительное воздействие может быть крайне значительным и опасным для людей, находящихся рядом во время аварии. Из

этого следует, что оборудование, функционирующее в условиях избыточного давления, должно обладать высокой степенью эксплуатационной надежности.

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при проведении работ по нестационарному заводнению включают в себя следующие ключевые моменты:

- работы по нагнетанию в скважину химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией;
- в плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ;
- при закачке химических реагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан;
- нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление;
- при гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ;
- перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок [37].

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

5.5. Выводы по разделу

Таким образом, рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ по нестационарному заводнению оператором ППД на кустовой площадке, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы, рекомендованы мероприятия по их устранению. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией признан взрыв оборудования, работающего под высоким давлением, разобраны меры по предупреждению ЧС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены и проанализированы существующие методы анализа эффективности систем заводнения нефтяных месторождений, выявлены показатели эффективности заводнения и определено влияние объёма закачки на технологические показатели работы добывающих скважин.

Были рассмотрены особенности анализа эффективности системы заводнения карбонатных коллекторов (на примере месторождения «Y») и терригенных коллекторов (на примере месторождения «X»). В ходе анализа были выявлены сходства и различия данных подходов, их достоинства и недостатки, на основании которых была предложена методика анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов, применимая для коллекторов любого типа, итогом которой являются рекомендации по совершенствованию реализуемой системы заводнения на рассматриваемом месторождении.

Помимо этого, в ходе работы определено, что основными стратегическими задачами большинства нефтедобывающих предприятий в настоящее время является оптимизация реализуемой системы разработки, увеличение темпов отбора остаточных извлекаемых запасов, достижение максимального коэффициента извлечения нефти при минимальном возможном накопленном водонефтяном факторе, сокращение объёмов непроизводительной закачки.

Все эти задачи решаются посредством внедрения проактивного блочно-факторного анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов. Данный подход позволяет упростить и ускорить процесс анализа, изменить динамику обводнения добываемой продукции, предотвратить потери добычи нефти из-за снижения пластового давления, повысить энергоэффективность, вследствие повышения эффективности закачки воды в нефтяные пласты.

Возможно применение представленного алгоритма анализа для схожих геолого-физических условий других пластов, с целью адаптации данной технологии на территории других месторождений.

Также был определен годовой экономический эффект от внедрения рекомендаций по выравниванию фронта нагнетаемой воды за счет увеличения объема добычи нефти за 2015 год на месторождении «Х», который составил 840,932 тыс. руб.

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на кустовой площадке, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению.

Список публикаций:

1. Полякова Н.И., Волженина Д.А. Стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. В кн.: Сборник XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Том II. Томск, 2019. С. 654-656.
2. Полякова Н.И., Шупиков А.А. Разработка залежей тяжелых нефтей и битумов скважинами сложной конструкции. В кн.: Сборник XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Том II. Томск, 2019. С. 215-217.
3. Polyakova N.I., Shupikov A.A., Vershkova E.M. Development of heavy oil and bitumen fields with difficult construction wells. В кн.: Сборник XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Том II. Томск, 2019. С. 716-718.
4. Комплексный подход к применению методов анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов / Н.И. Полякова, Ю.А. Максимова, П.Н. Зятиков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331.

Источники информации:

1. Анкудинов А.А. Совершенствование методов анализа системы заводнения и повышения эффективности закачки воды в нефтяной пласт: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Тюмень, 2017. – 114 с.
2. Сапсалёв Е.В. Оценка эффективности системы ППД путем интерпретации режимов работы скважин // Научное сообщество студентов XXI столетия. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ: сб. ст. по мат. XLII междунар. студ. науч.-практ. конф. № 5(41).
3. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2003. 596 с.
4. Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.И., Абдулмазитов Р.Г., Фазлыев Р.Т., Абдулмазитов Г.С. Совершенствование систем разработки залежей нефти в трещиноватых карбонатных коллекторах // НТЖ «Нефтяное хозяйство» № 10. 1996. С. 25-28.
5. Сургучев М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.М. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах. М.: Недра, 1984. 215 с.
6. Сургучев М.Л., Симкин Э.М. Факторы, влияющие на состояние остаточной нефти в заводненных пластах // Нефтяное хозяйство №9. 1988. С. 31-36.
7. Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П. и др. Методы извлечения остаточной нефти. М.: Недра, 1991. 347 с.
8. Анкудинов А.А. Методика анализа эффективности систем заводнения путем оценки распределения закачки // Сборник материалов конференций, XII конференция молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность, связанную с использованием участков недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, 2012. С. 87-91.

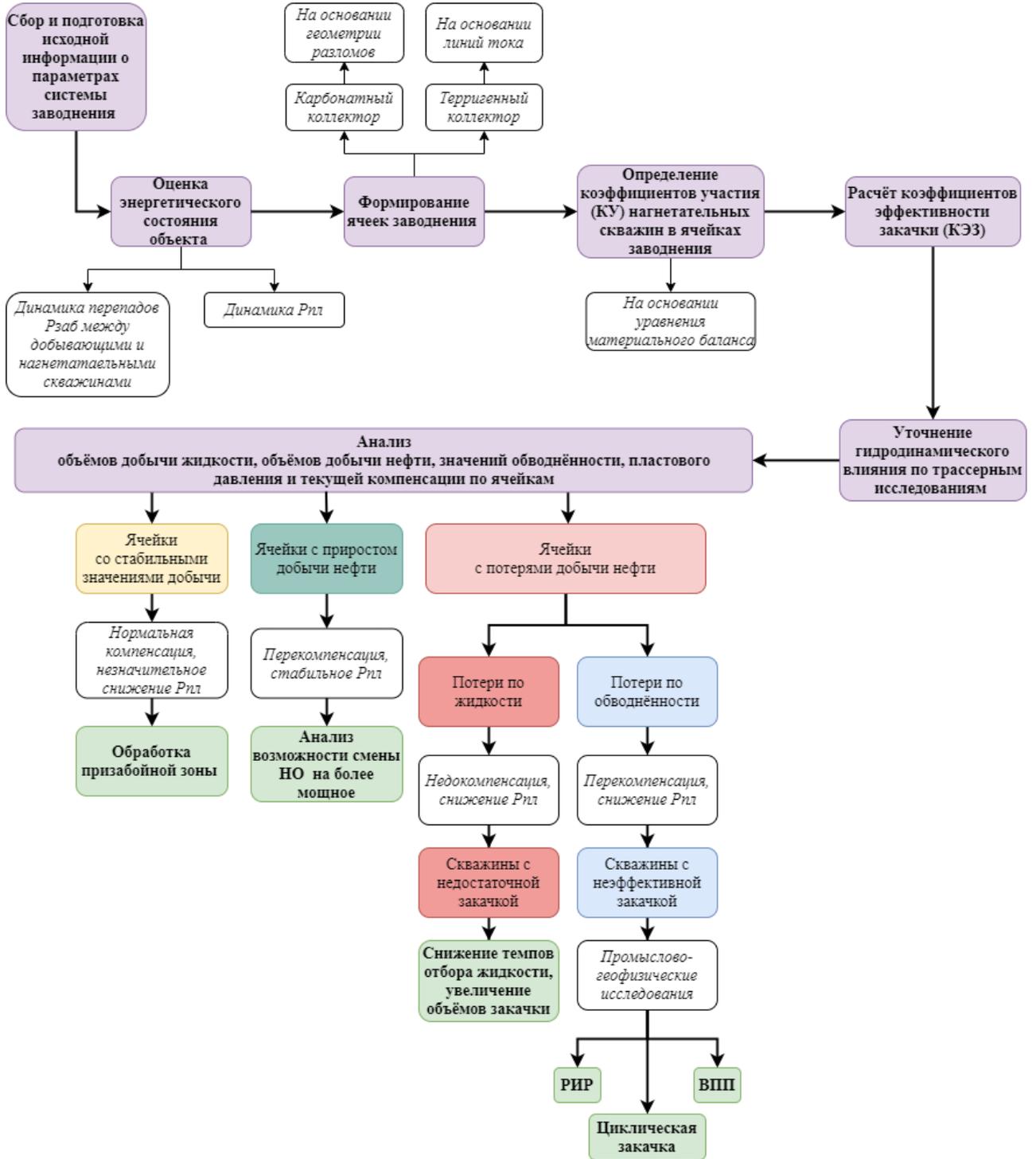
9. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Совершенствование разработки нефтяных месторождений на основе многофакторного анализа эффективности системы заводнения // Сборник материалов форума «НефтьГазТЭК» Тюменский международный инновационный форум. – 2013. – С. 35-38.
10. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Методика распределения объемов закачиваемой воды по площади нефтяного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождения, Москва, ВНИИОЭНГ, 2013 г. с. 19-24 УДК 622.276.1/4.
11. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Распределение объемов закачки нагнетательных скважин с учетом влияющих факторов // Известия высших учебных заведений. 5/2013 г. с. 50-54. УДК 622.276.031.531.5.
12. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Методика распределения закачиваемой воды по всей площади нефтяной залежи с определением влияющих факторов // Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии. – №9 – 2013 – с. 165-168.
13. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Анализ эффективности системы заводнения с применением метода материального баланса // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождения. Москва. 10.2014 г. С. 63-66 УДК 622.276.43.
14. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Комплексный анализ системы заводнения нефтяных залежей // Вестник «КогалымНИПИнефть». 2016 г. с. 1-3.
15. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А., Сохошко С.К. Комплексный подход к анализу реализуемой системы заводнения и ее совершенствованию // Нефтяное хозяйство. 08.2016 г. с. 48-51. УДК 622.276.43.
16. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов М.: Недра, 1985. – 308с.
17. Данилова Е.А., Чернокожев Д.А. Применение компьютерной технологии экспресс-анализа и интерпретации результатов трассерных исследований для определения качества выработки нефтяных пластов. [Электронный ресурс]. Режим доступа:

- http://www.ogbus.ru/authors/Danilova/Danilova_1.pdf, свободный.
18. Приёмистость скважины. [Электронный ресурс]. Режим доступа:
<https://slovar.wikireading.ru/1554670>, свободный.
 19. РД 153-39.0-110-01 Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.
 20. Шаламова В.И., Ваганов Л.А., Анкудинов А.А. Распределение объемов закачки нагнетательных скважин с учетом влияющих факторов // Нефть и Газ. – 2013. – №5. – с. 50-54.
 21. А.Н. Ситников, А.А. Пустовских, А.Ю. Шеремеев, А.С. Маргарит, А.В. Ахметов, Д.Ю. Колупаев, Д.А. Ищук, М.А. Шакиров, Проактивный блочный анализ разработки месторождений // Журнал «ПРОнефть»: электронный научный журнал. — 2016. — № 10 [Электронный ресурс] – Режим доступа:
<https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/708/9606/>, свободный.
 22. Конев Д.А. Исследование нефтяных пластов с помощью индикаторного метода // Современные наукоемкие технологии. – 2014. – № 7-2. – С. 23-26.
 23. Абызбаев И. И., Сыртланов А. Ш., Викторов П. Ф., Лозин Е. В. Разработка залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти Башкортостана. – Уфа: Башкирское издательство, 1994. – 180 с.
 24. Лозин Е. В. Эффективность доработки нефтяных месторождений. – Уфа: Башкирское книжное издательство, 1987. – 152 с.
 25. Муслимов Р. Х., Шавалиев А. М., Хисамов Р. Б., Юсупов И. Т. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения: В 2 т. – М.: изд. ВНИИОЭНГ, 1995. – Т. 2. – 286 с.
 26. РД 39-01/06-0001-89 Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности.

27. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартиформ, 2014. – 23 с.
28. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
29. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. – 25 с.
30. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
31. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.
32. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
33. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».
34. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
35. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
36. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
37. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
38. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
39. ВСН 39.1.06-84 «Перечень технологического оборудования объектов основного производства обустройства нефтяных месторождений, подлежащего размещению на открытых площадках».
40. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

41. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
42. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. Гигиенические нормативы».
43. СНиП 11-01-95 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений».

Приложение А



Приложение Б
(справочное)

**INTEGRATED APPROACH TO APPLICATION OF METHODS FOR
ANALYZING THE EFFECTIVENESS OF THE OIL RESERVOIR FLOODING
SYSTEM**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ8Т	Полякова Наталия Игоревна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Консультант

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИН:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Забродина Ирина Константиновна	к.пед.н.		

Introduction

The first references in the literature about pumping water into an oil reservoir in order to increase oil recovery and evaluating the effectiveness of this measure date back to the end of the 19th century. Permission to inject water into the reservoir in order to increase the oil recovery rate was documented in the United States in 1921. Flooding was widely used in the fields of the USSR in the 40s.

Many studies have been devoted to this topic since that time. A particularly large contribution to the study of improving the management methods of oil field development using flooding was made by R. Kh. Muslimov And M. L. Surguchev. A steady trend towards a comprehensive approach to the analysis of the implemented flooding system and its improvement has emerged in recent years. Much attention is paid to it in the works of Ankudinov A. A. and Vaganov L. A.

However, not all water pumped into the reservoir performs useful work. Water losses occur due to violations of the integrity of the cement stone and column, heterogeneity of layers, intra-layer flows. Thus, there is a need to separate the concepts of effective and inefficient injection, given that in the end, the purpose of flooding is to displace oil with water from the reservoirs and maintain the reservoir pressure at a given level. Therefore, an effective injection is one that is aimed at increasing the reservoir coverage factor.

One of the key indicators of the efficiency of the flooding system and the efficiency of development is the compensation of production by injection is the ratio of the injected volume of water to the total volume of extracted liquid (oil and water) [1]:

$$Compensation = \frac{Q_{inj} \cdot B_w}{Q_o \cdot B_o + Q_w \cdot B_w}, \quad (1)$$

where Q_{inj} – volume of water injected into the reservoir, m^3 ; B_w – volume coefficient of water, m^3/m^3 ; Q_o – volume of oil produced, m^3 ; B_o – volume coefficient of oil at initial and average reservoir pressure, m^3/m^3 ; Q_w – volume of water produced, m^3 .

There are two types of compensation:

- Accumulated – the ratio of the accumulated volume of water over the entire development period to the total volume of extracted liquid:

$$Compensation (accum) = \frac{Q_{inj.accum} \cdot B_w}{Q_{o.accum} \cdot B_o + Q_{w.accum} \cdot B_w}, \quad (2)$$

where $Q_{inj.accum}$ – volume of accumulated water injected into the reservoir during the entire development period, m^3 ; B_w – volume coefficient of water, m^3/m^3 ; $Q_{o.accum}$ – accumulated volume of extracted oil, m^3 ; B_o – volume coefficient of oil at initial and average reservoir pressure, m^3/m^3 ; $Q_{w.accum}$ – accumulated volume of extracted water, m^3 .

- Current (annual, monthly) – the ratio of the current (annual, monthly) volume of water to the current (annual, monthly) volume of extracted liquid:

$$Compensation (cur) = \frac{Q_{inj.cur} \cdot B_w}{Q_{o.cur} \cdot B_o + Q_{w.cur} \cdot B_w}, \quad (3)$$

where $Q_{inj.cur}$ – the volume of water injected into the reservoir for a fixed period of time (current), m^3 ; B_w – the volume coefficient of water, m^3/m^3 ; $Q_{o.cur}$ – the current volume of oil produced, m^3 ; B_o – the volume coefficient of oil at the initial and average reservoir pressure, m^3/m^3 ; $Q_{w.cur}$ – the current volume of extracted water, m^3 .

Ideally, the volume of the selected and injected liquid should be the same, but due to the influence of geological, physical and technological factors, there are phenomena of under-compensation and overcompensation. Over-compensation of selections (injection volumes are higher than production volumes) leads to early waterlogging and reduced oil recovery, and under-compensation (injection volumes are lower than production volumes) leads to a decrease in reservoir pressure, and as a result, oil production losses.

Timely identification of problem areas ensures efficient operation of the flooding system by assigning appropriate measures at production and injection wells.

Waterflood efficiency analysed levels

The choice of scale (determining the size of the area of the deposit to be analyzed) is one of the main issues to be solved when conducting an analysis of

waterflooding efficiency. Waterflooding performance indicators can be determined for the entire field as a whole or for each well separately, depending on the necessary detail (Fig. 1).

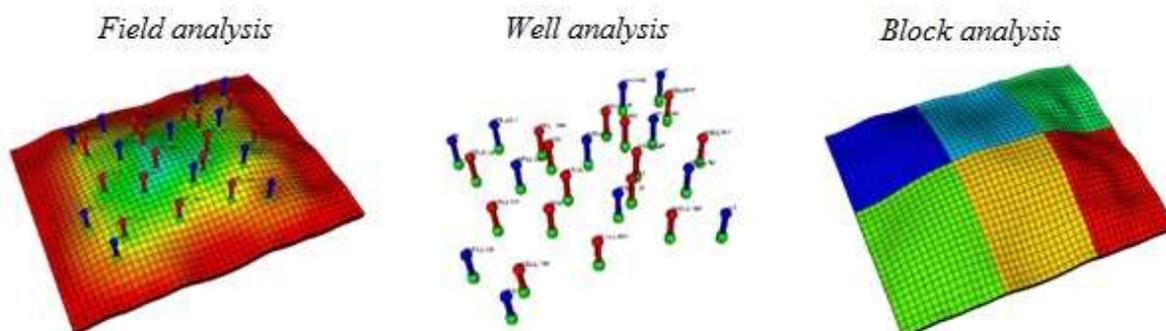


Fig. 1. Waterflood efficiency analysis levels

It should be borne in mind that the field as a whole is characterized by a very large number of parameters that vary in area, even a detailed study of which will not be enough to correctly identify problem areas and draw up programs of measures necessary to increase oil recovery [2].

Downhole analysis allows you to make an informed decision for each well, but it does not take into account the hydrodynamic connection and the influence of neighboring wells. In addition, the process of such an analysis will be extremely time-consuming and will take a very long time, which will entail large economic losses.

Dividing the development object into smaller sections of the reservoir - blocks (waterflooding elements) will speed up and simplify the procedure for analyzing the efficiency of waterflooding of oil reservoirs, while ensuring timely response and decision-making while maintaining the quality and depth of analysis [3].

Block analysis allows you to identify cells with a significant deviation of the control parameters from the planned values, an analysis of the reasons for this deviation and their subsequent elimination by means of geological and technical measures.

The boundaries of the block should pass through injection wells, while the main recommendations for dividing the deposit into sections include the selection of hydrodynamically closed systems, and the search for such areas of the deposit that are easily differentiated by geological or filtration characteristics.

Division into blocks is best performed based on the results of tracer studies. For terrigenous reservoirs, information about the hydrodynamic relationship of injection and reacting production wells and the distribution of filtration flows in the reservoir is sufficient. For carbonate reservoirs, the geometry and types of faults must also be taken into account.

For injection wells located at the boundaries of the blocks, it is necessary to perform an area separation of the injection. To do this, a special indicator is introduced – the participation coefficient of the wells, which determines the proportion of well injection in the total injection volume of a particular block [8].

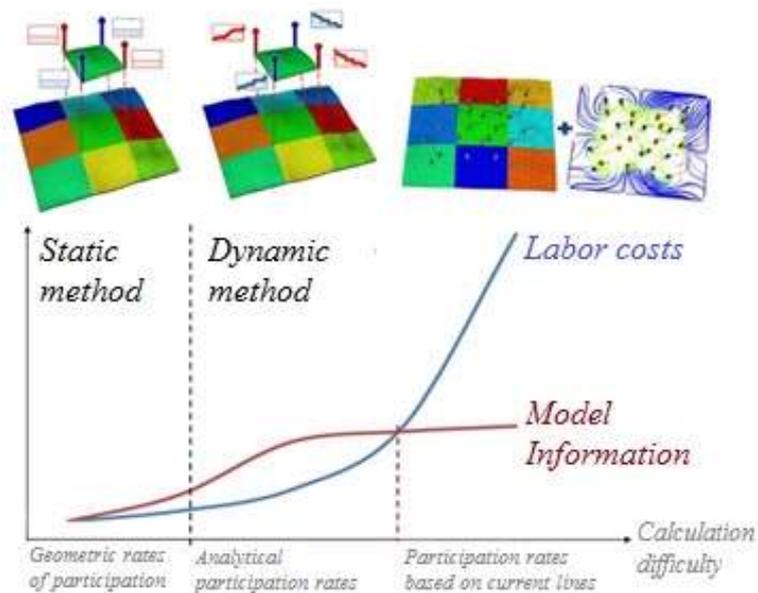


Fig. 2. Types of well participation rates

If well operation modes are not taken into account, then static participation coefficients are applied, the calculation of which is based on a geometric approach. With this approach, the contribution of the boundary well to each block is proportional to the angle open to flow into this block. If there is an accounting for changes in the operating modes of wells, then dynamic participation coefficients are

used, calculated analytically or modeled on the basis of streamlines [4]. In this case, the contribution of the boundary well to each block is proportional to the injection of this block (Fig. 2).

The difference between dynamic well participation rates and static ones increases with an increase in the ratio between the injection of neighboring blocks.

Features of the implementation of the reactive block-factor analysis

The purpose of the block analysis is the operational regulation of the waterflooding process, aimed at slowing down the rate of decline in basic oil production due to under-compensation of injection by injection, maintaining reservoir pressure at a given level, and reducing unproductive water injection.

To use reactive block factor analysis, the necessary information is collected on the operation mode of each unit, the identification of problem cells with oil production losses, the selection of geological and technical measures depending on the type of losses.

Factor analysis consists of ranking oil losses by losses due to lower volumes of liquid production, losses due to increased water cut of produced products and losses due to reduced average wells (Fig. 3).

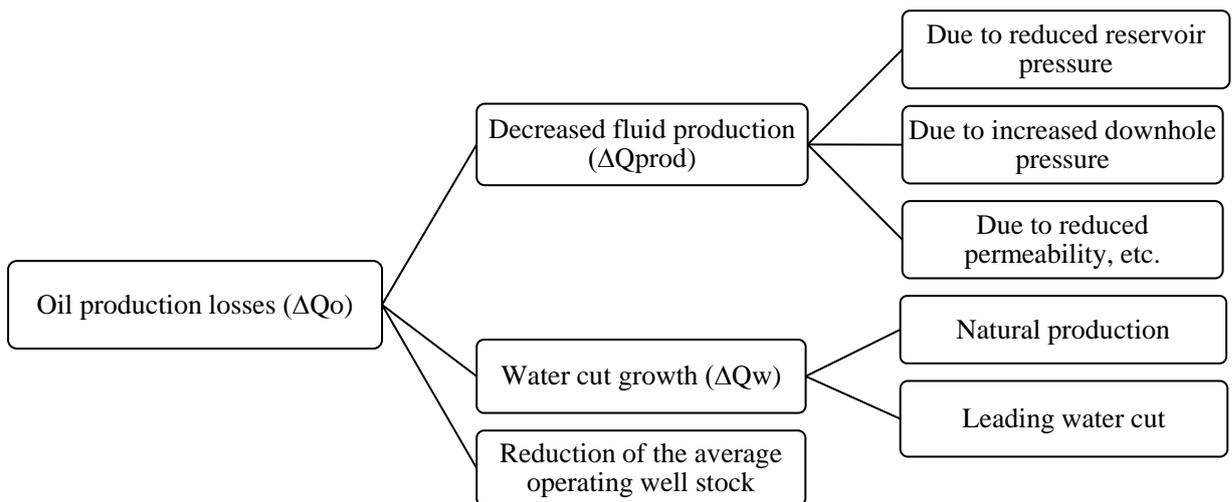


Fig. 3. Factorial separation losses oil

Decreased fluid production are divided into losses by reservoir pressure, losses by downhole pressure and others according to the calculated values of reservoir pressure (according to material balance).

Losses of oil by water cut are divided into losses by natural and leading water cut.

Proactive block analysis methodology

Most of the fields in the West Siberian oil and gas basin have entered the final stages of development, which are characterized by a decrease in production rates and an increase in the percentage of water cut in the produced fluid. In this regard, it is not enough just to react to an event that has already occurred, which has led to a decrease in oil production. This problem was highlighted in [5-7], but there are no results on the basis of which it would be possible to predict the behavior of the field model using field data. Thus, it is necessary to introduce a proactive approach that ensures the transition from diagnostics of the causes of oil production losses to analysis and production management (Fig. 4).

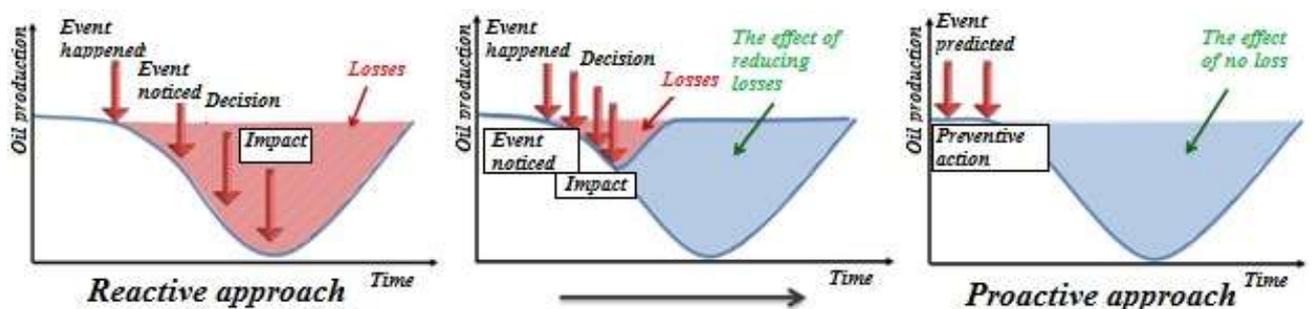


Fig. 4. Reduction of losses due to the transition from a reactive to a proactive approach

Knowledge of the geological and physical parameters of the deposit and features of changes in the indicators of field development allows you to make block-factor analysis proactive, that is, to act in advance by modeling the situation, and form decisions and reactions related to it in advance, rather than react to an event that has already occurred. Thus, proactive physical and content analysis of data is based on:

1. *Material balance model.*

$$N_p \cdot B_o^i = N \cdot B_o^{i-1} \cdot \Delta p \cdot c_e + W_e + (W_{inj} - W_p) \cdot B_w, \quad (4)$$

where N_p – accumulated oil production, m^3 ; B_o^i , B_w – current volume coefficient of oil and water, respectively, m^3/m^3 ; N – balance oil reserves, m^3 ; B_o^{i-1} – volume coefficient of oil at the previous step, m^3/m^3 ; Δp – change in reservoir pressure relative to the previous one, MPa; c_e – effective compressibility of the system, MPa^{-1} ; W_e – water inflow from the contour, m^3 ; W_{inj} , W_p – accumulated respectively injection and production of water, m^3 .

2. *Adapted to the development history block displacement characteristics – displacement model in a layered heterogeneous formation.*

$$K_{orf}^m = K_V \cdot \left[0,5 - 0,5 \cdot \operatorname{erf}\left(\frac{\sigma}{\sqrt{2}}\right) + \operatorname{erf}^{-1}\left(\frac{\left(1 - \frac{F_{wo}}{m}\right)}{\left(1 + \frac{F_{wo}}{m}\right)}\right) + \frac{\tau}{1+F_{wo}} \right], \quad (5)$$

displacement coefficient, Dijkstra-Parsons coefficient, mobility ratio, current and starting water cut are adaptable parameters.

3. *Estimated compensation and injection target block values.*

4. *Detailed factor analysis of changes in the oil production.*

It is necessary to take into account the delay time of the response to a change in the injection mode in order to predict the flow rate of the fluid. It is calculated by the formula (6) based on the value of the piezoconductivity of the formation and the average distance in the waterflood element between production and injection wells:

$$\Delta t = \frac{\left(\frac{L}{0,038}\right)^2 \cdot \varphi \cdot \mu \cdot c_t}{k}, \quad (6)$$

where L – the average distance in the element of waterflooding between production and injection wells, m; φ – porosity, fractions of a unit; μ – viscosity, Pa·s; c_t – the total compressibility of the system, Pa^{-1} ; k – permeability of the formation, m^2 .

Given all of the above, the sequence of proactive block analysis is as follows (Fig. 5).

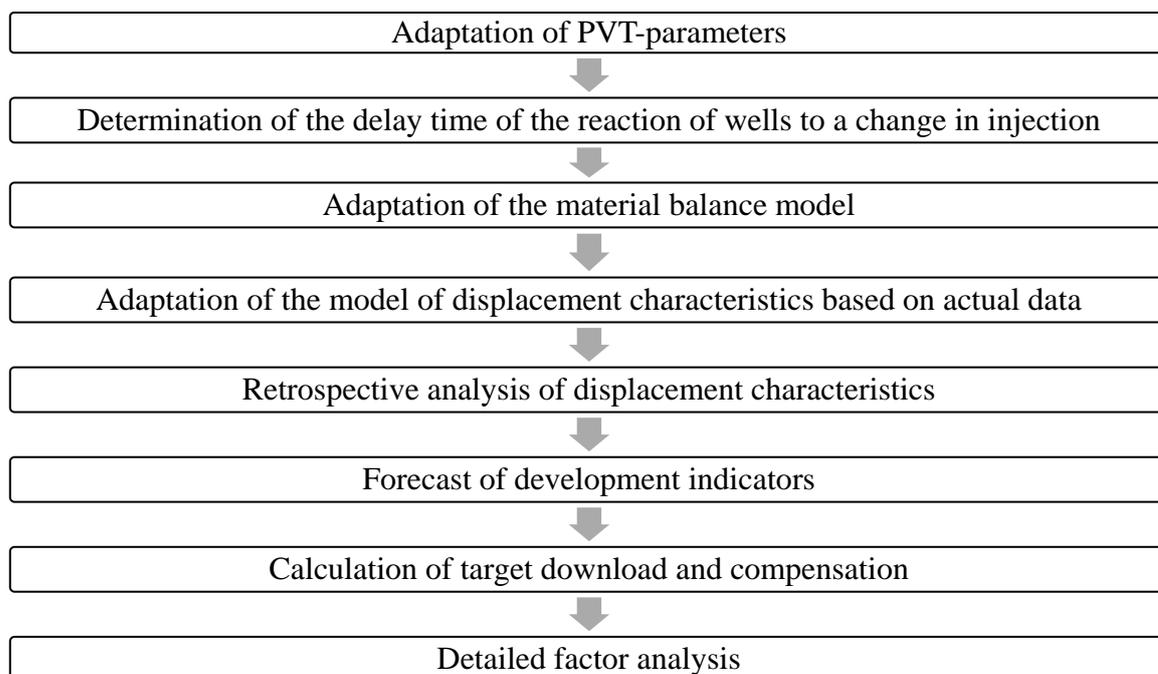


Fig. 5. *Sequence of proactive block analysis*

The forecast of liquid production and reservoir pressure is performed by solving the equations of material balance, filtration, and PVT-correlations together. The forecast takes into account the total losses of liquid and oil, the current reservoir pressure, changes in reservoir pressure, recommendations for increasing the pick-up capacity for the block as a whole to maintain the current energy state of the deposit, and target compensation.

Prospects for applying the results of proactive block analysis

Figure 6 shows an example of determining oil production losses due to reduced reservoir pressure. The target compensation for this well is 158 %, and the current compensation value is 142 %. As a result, it is possible to conclude that there is insufficient compensation for injection sampling, and if this indicator is not increased, the reservoir pressure will continue to decrease (in Fig. the forecast behavior of reservoir pressure is shown in red).

The actual increase in oil production for this element of flooding for 8 months due to an increase in the volume of liquid production was 578 tons. It is known that

two production wells included in this block were used to reduce the bottom-hole pressure, which provided an increase in oil production.

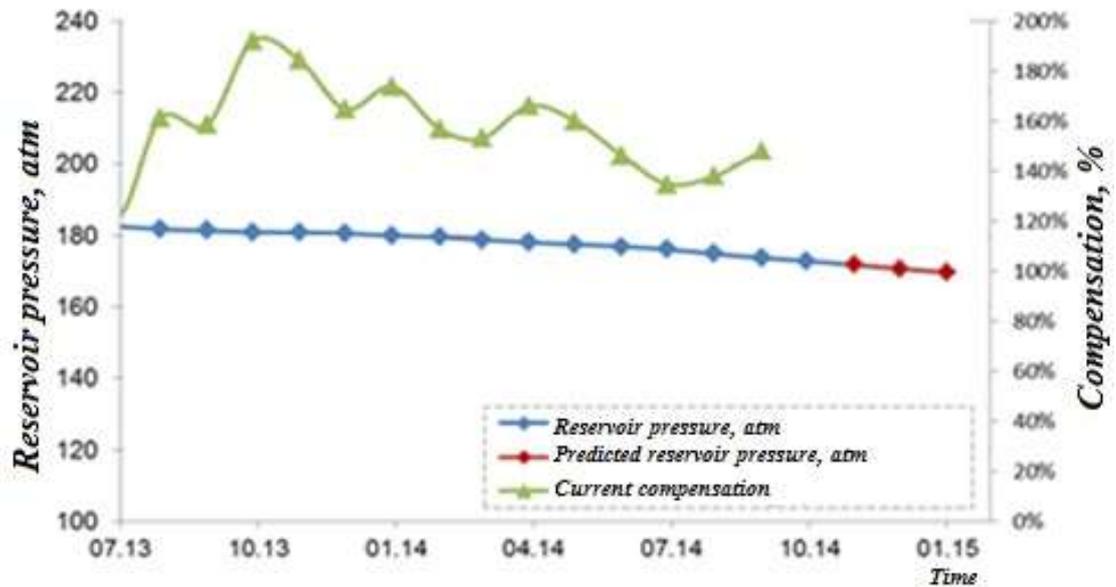


Fig. 6. Dynamics of reservoir pressure according to the results of proactive block analysis for the water flooding element of the Priobskoye field (Southern license territory)

However, the results of the forecast for oil production losses indicate an existing decrease in reservoir pressure by about 0,7 MPa over 8 months, and the forecast of this indicator indicates a continuation of a negative trend for a further decrease in reservoir pressure by 0,3 MPa over the next 3 months. Losses in this case will amount to 108 tons of oil. Based on the results of proactive block-factor analysis, recommendations are given for increasing the upload to the target level.

According to the results of proactive block-factor analysis, the negative nature of changes in water availability was revealed. Rapid diagnostics and measures to align the pick-up profiles in a group of wells will reduce the rate of water loss growth, which will make it possible to prevent most of the oil losses.

Conclusion

The main strategic objectives of most oil-producing enterprises at present are to optimize the development system being implemented, increase the rate of selection of residual recoverable reserves, achieve the maximum oil recovery factor with the

minimum possible accumulated water-oil factor, and reduce the volume of unproductive injection.

All these tasks are solved by implementing a proactive block-factor analysis of the effectiveness of the oil reservoir flooding system. This approach makes it possible to simplify and speed up the analysis process, change the dynamics of water flooding of produced products, prevent oil production losses due to reduced reservoir pressure, and improve energy efficiency due to increased efficiency of water injection into oil reservoirs.

Application of the presented analysis algorithm is possible for similar geological and physical conditions of other reservoirs, in order to adapt this technology on the territory of other deposits.

REFERENCES

1. Wolkott.D., Applied waterflood field development. Publ. ofSchlumberger. – 2001. – 144 p.
2. Suleymanov A., Abbasov A., Guseynova D., Babayev J. Oil reservoir waterflooding efficiency evaluation method// Article in Petroleum Science and Technology. – № 34(16) –2016. – P. 1447-1451.
3. Thiele, M.R., Batycky R.P., Fenwick D.H. Streamline Simulation for Modern Reservoir-Engineering Workflows // Society of Petroleum Engineers. – 2010. – № 1. – P. 64-70.
4. Gladkov A., Kondakov D., Gareev R., Belyanushkina M., Lvov. A., Arsenevsky I. Streamlines for the Target Injection Calculation in Complex Field Conditions // SPE 166874-MS. – 2013. DOI:10.2118/166874-MS.
5. Rezapour A., Ortega A., Ershaghi I. Reservoir Waterflooding System Identification and Model Validation with Injection/Production Rate Fluctuations// SPE 174052-MS. – 2015. DOI:10.2118/174052-MS.
6. El-Khatib N.A. Waterflooding Performance in Inclined Communicating Stratified Reservoirs // SPE 126344-MS. – 2010. DOI:10.2118/126344-MS.

7. Cao F., Luo H., Lake L.W. Development of a Fully Coupled Two-phase Flow Based Capacitance Resistance Model (CRM) // Society of Petroleum Engineers. – 2014. – April 12. – DOI:10.2118/169485-MS.
8. Brady P., Krumhansl J. Surface Complexation Modeling for Waterflooding of Sandstones // Society of Petroleum Engineers. – 2013. – № 4. – P. 214-218.