На правах рукописи

Say!

# ПЛИТКИНА ЮЛИЯ АЛЕКСАНДРОВНА

# СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАВОДНЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

#### **АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет» на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Научный руководитель: Мамчистова Елена Ивановна,

кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет».

Официальные оппоненты: Савенок Ольга Вадимовна,

доктор технических наук, доцент, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет

императрицы Екатерины II»;

Гильманова Расима Хамбаловна,

доктор технических наук, профессор, директор

ООО НПО «Нефтегазтехнология».

Ведущая организация: ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва.

Защита состоится <u>«07» июня 2024 года</u> в <u>12 часов 00 минут</u> на заседании диссертационного совета 24.2.419.03, созданного на базе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70, ауд. 312.

C диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-издательском комплексе  $\Phi\Gamma$ БОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и на сайте www.tyuiu.ru.

Автореферат разослан «03» мая 2024 года.

Ученый секретарь диссертационного совета

Пономарева Татьяна Георгиевна

#### ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. В соответствии со Стратегией развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года (утверждена распоряжением Правительства РФ от 22 декабря 2018 г. № 2914-р) одной из приоритетных задач является вовлечение в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) с целью поддержания уровней добычи на фоне истощения потенциала объектов со средними характеристиками.

На уникальном Красноленинском месторождении запасы нефти объекта  $IOK_{2-9}$  относятся к трудноизвлекаемым по стратиграфической приуроченности (тюменская свита) и по значению низкой проницаемости (менее  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм²). Доля текущих извлекаемых запасов нефти тюменской свиты в пределах Em-Eговского, Каменного и Талинского лицензионных участков составляет 49 %. Разработка тюменской свиты осложнена высокой неоднородностью и плохой связностью коллекторов в условиях значительного этажа нефтеносности, что приводит к эксплуатации скважин с низкими дебитами и отсутствию эффекта от организации системы заводнения. Как следствие, отмечаются высокие темпы падения дебитов, низкие накопленные отборы на скважину и нерентабельное извлечение запасов.

В настоящее время одной из наиболее эффективных технологий разработки низкопроницаемых коллекторов является применение горизонтальных скважин (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Опыт эксплуатации ГС с МГРП фациально-изменчивых пластах тюменской свиты Красноленинского месторождения, по сравнению с наклонно-направленными скважинами (ННС) с ГРП, подтверждает перспективность технологии. При ЭТОМ отмечается эффективность стандартного «коврового» подхода к площадному разбуриванию, актуализируется потребность в индивидуальном комбинированном подходе к размещению ННС и ГС в зависимости от геологических условий. Таким образом, поиск решений по повышению эффективности извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти из низкопроницаемых неоднородных коллекторов за счет совершенствования технологии заводнения и системы разработки является актуальной научной темой.

Степень разработанности темы исследования. Повышению эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов с организацией системы заводнения посвящены труды многих отечественных и зарубежных ученых, в их числе: А. В. Афанасьева, В. А. Байков, Л. С. Бриллиант, Р. Р. Галеев, Г. Г. Гилаев, А. Т. Горбунов, Е. А. Горобец, С. И. Грачев, Ю. П. Желтов, И. М. Индрупский, Р. Д. Каневская, В. Б. Карпов, С. В. Клубков, А. В. Колонских, А. П. Крылов,

Л. С. Кулешова, Н. Н. Михайлов, С. Ф. Мулявин, В. В. Мухаметшин, Д. Г. Наймушин, Р. З. Нургалиев, Н. В. Паршин, М. К. Рогачев, О. В. Савенок, Д. К. Сагитов, С. В. Соколов, А. В. Сюндюков, А. П. Телков, Е. С. Туманова, М. М. Хасанов, М. А. Черевко, В. Н. Щелкачев, И. В. Шпуров, А. Н. Янин, Н. Belyadi, А. Сао, М. J. Economides, Р. Fakcharoenphol, E. Fathi, M. Marongiu, С. М. Pearson, T. Stephenson.

Вопросом обоснования оптимального периода эксплуатации нагнетательных добычи занимались М. М. Хасанов, В. А. Краснов, скважин в режиме В. А. Коротовских, А. Н. Ситников, С. В. Соколов. Анализируя проблему, авторы отдавали предпочтение аналитическим методам, позволяющим затраты временные на подготовку численных моделей выполнение многовариантных расчетов. На практике такие методы применяются редко, так как не всегда позволяют воспроизвести фактические показатели по скважинам моделей, причине использования не учитывающих неоднородность ПО геологической среды и взаимовлияние между скважинами. Предложенный в работе А. Н. Ситникова метод применим только для регулярной площадной системы разработки ННС с ГРП, что ограничивает его использование при реализации системы ГС с МГРП. Как правило, аналитические методы показывают высокую эффективность разработки при запуске системы заводнения с момента ввода скважин в эксплуатацию, что не соответствует фактическим результатам в условиях низкопроницаемых неоднородных коллекторов.

**Цель** диссертационной работы — повышение коэффициента извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти из низкопроницаемых неоднородных коллекторов за счет совершенствования технологии заводнения и использования комбинированного подхода к формированию системы разработки.

#### Основные задачи исследования

- 1. Обосновать значимые для повышения эффективности параметры и требования по управлению и контролю за системой заводнения низкопроницаемых коллекторов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти.
- 2. Разработать метод определения дифференцированного периода эксплуатации нагнетательных скважин в режиме добычи для низкопроницаемых неоднородных коллекторов.
- 3. Определить технологическую эффективность ННС с ГРП и ГС с МГРП на основе анализа данных фактической эксплуатации скважин и результатов гидродинамического моделирования процесса нефтеизвлечения в условиях фациальной изменчивости коллекторов.

4. Обосновать особенности формирования комбинированной системы разработки с применением ННС с ГРП и ГС с МГРП на примере условий тюменской свиты Красноленинского месторождения для повышения коэффициента извлечения нефти.

**Объектом исследования** являются низкопроницаемые коллекторы тюменской свиты, содержащие трудноизвлекаемые запасы нефти.

**Предметом исследования** являются технология заводнения и системы разработки низкопроницаемых коллекторов.

#### Научная новизна работы

- 1. Обоснован комплекс параметров (плотность сетки и соотношение скважин, режимы нагнетания, ориентация относительно регионального стресса) и требований по управлению и контролю, которые являются определяющими в эффективности системы заводнения низкопроницаемых коллекторов.
- 2. Разработан метод определения дифференцированного периода эксплуатации нагнетательных скважин в режиме добычи, основанный на выявлении начала процесса интерференции скважин в элементе заводнения по динамике дебитов, рассчитанных с использованием гидродинамической модели.
- 3. Установлено значимое (более 30 %) различие в удельной накопленной добыче нефти по ГС с МГРП в зоне русловых отложений и в высокорасчлененном коллекторе, которое необходимо учитывать при размещении скважин в условиях фациально-изменчивых отложений.
- 4. Обоснованы особенности формирования комбинированной системы разработки с применением ННС с ГРП и ГС с МГРП в зависимости от общей толщины пластов, фациальной характеристики и распределения запасов нефти по разрезу с учетом технологических ограничений по высоте трещин ГРП.

# Теоретическая значимость работы

- Результаты гидродинамического моделирования и системного анализа геолого-промысловых данных по заводнению, подтверждаемые опытно-промышленными экспериментами при выполнении обоснованных требований по управлению и контролю, определяют комплексное решение задачи повышения эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов.
- Выявление начала процесса интерференции скважин через минимальное значение производной по времени определяет рациональный период эксплуатации нагнетательных скважин в режиме добычи, что доказано с применением математического анализа по нахождению экстремума функции.

- Полученная зависимость технологической эффективности для систем ННС и ГС в условиях фациально-изменчивых коллекторов тюменской свиты свидетельствует о том, что удельная накопленная добыча нефти по ГС с МГРП в зоне русловых отложений значимо выше, чем в высокорасчлененном коллекторе.
- Комплексный параметр эффективности, учитывающий техникоэкономические показатели системы разработки в разных геологических условиях, характеризует особенности формирования комбинированной системы ННС и ГС, как наиболее эффективной и рациональной.

#### Практическая значимость работы

- Обоснованный комплекс параметров и требований по управлению и контролю за системой заводнения позволяет минимизировать риски прорывов закачиваемой воды и повышать коэффициент извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти тюменской свиты и ее аналогов.
- Разработанный метод определения дифференцированного периода эксплуатации нагнетательных скважин в режиме добычи уменьшает количество гидродинамических расчетов и минимизирует потери добычи нефти за счет своевременного перевода скважин под закачку.
- Полученные сравнительные характеристики показателей работы ННС с ГРП и ГС с МГРП и зависимость, устанавливающая различие в удельной накопленной добыче нефти по ГС с МГРП в условиях фациально-изменчивых коллекторов, используются при проектировании разработки новых объектов-аналогов.
- Обоснование особенностей формирования комбинированной системы разработки с применением ННС с ГРП и ГС с МГРП в зависимости от геологических условий дает возможность повысить эффективность разработки низкопроницаемых неоднородных коллекторов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти.

**Методология и методы исследования.** Исследования проведены с использованием системного анализа геолого-промысловых данных и фактических результатов эксплуатации скважин, трехмерного гидродинамического моделирования, вычислительной математики, статистики и технико-экономической оценки.

#### Положения, выносимые на защиту

- 1. Повышение эффективности системы заводнения в низкопроницаемых коллекторах зависит от комплекса параметров: плотности сетки и соотношения скважин, режимов нагнетания, ориентации относительно регионального стресса, а также выполнения требований по управлению и контролю.
  - 2. Дифференцированный период эксплуатации нагнетательных скважин

в режиме добычи, определяемый в момент начала процесса интерференции скважин в условиях низкопроницаемых неоднородных коллекторов, влияет на величину накопленной добычи нефти.

- 3. Различие удельной накопленной добычи нефти по ГС с МГРП в русловых отложениях и в высокорасчлененном коллекторе определяет целесообразность выборочного размещения ГС с МГРП в зависимости от геологических условий.
- 4. Комбинированное размещение систем ННС с ГРП и ГС с МГРП повышает эффективность разработки фациально-изменчивых коллекторов тюменской свиты и ее аналогов за счет увеличения коэффициента охвата дренированием по площади и разрезу.

Личный вклад автора состоит в обзоре литературных источников, геолого-физических особенностей и проблематики выявлении разработки отложений тюменской свиты и ее аналогов; в обосновании и планировании опытнопромышленных экспериментов, в сборе фактических промысловых данных и сравнительном анализе эффективности технологий заводнения; разработке и математическом доказательстве метода определения дифференцированного периода эксплуатации нагнетательных скважин в режиме добычи; в выборе секторных участков и формировании концепции вариантов для гидродинамического моделирования, в обосновании особенностей комбинированной системы разработки; в формулировании научной новизны, защищаемых положений, теоретической и практической значимости; в подготовке и защите в государственных органах (ПТД), проектно-технического документа разработанного на диссертации; в апробации основных положений и выводов; в подготовке публикаций.

### Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность и обоснованность научных положений и выводов диссертационного исследования основана на использовании современных методик оценки эффективности системы заводнения и разработки; базируется на результатах математических расчетов в программном продукте Mathcad; подтверждается сходимостью результатов гидродинамического моделирования в сертифицированном симуляторе tNavigator с фактическими данными эксплуатации скважин на объекте ЮК<sub>2-9</sub> Красноленинского месторождения.

Основные положения и результаты диссертационной работы представлялись на научно-технических совещаниях ООО «ТННЦ» ПАО «НК «Роснефть», а также докладывались на 13 международных и всероссийских конференциях, форумах и семинарах: на VI и IX Тюменском международном инновационном форуме

«НЕФТЬГАЗТЭК» (Тюмень, 2015 г. и 2018 г.); XV и XVIII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (журнал «Нефтяное хозяйство», Анапа, 2015 г., Тюмень, 2018 г.); всероссийской научнопрактической конференции «Трудноизвлекаемые запасы природных углеводородов: настоящее и будущее» (Москва, 2016 г.); международной конференции им. Н. Н. Лисовского «Трудноизвлекаемые запасы – настоящее и будущее» (Санкт-Петербург, 2019 г.); II научно-технической конференции «Геология и разработка месторождений с ТРИЗ» (Уфа, 2019 г.); XXIII научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири» (Ханты-Мансийск, 2019 г.); национальной научно-практической конференции с международным участием «Нефть и газ: технологии и инновации» (Тюмень, 2020 г.); IV Международном молодежном научнопрактическом форуме «Нефтяная столица» (Ханты-Мансийск, 2021 г.); национальной научно-технической конференции «Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А. П. Телкова и А. Н. Лапердина» (Тюмень, 2021 г.); 4-й научной конференции «Горизонтальные скважины 2021. Проблемы и перспективы» (Астрахань, 2021 г.); семинаре ПАО «НК «Роснефть» «Ключевые вызовы и решения при работе с отложениями тюменской свиты Западной Сибири» (Тюмень, 2022 г.).

Обоснованные в работе решения положены в основу проектно-технического документа «Дополнение к технологической схеме разработки Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Ем-Еговского+Пальяновского лицензионного участка» (протокол ЦКР Роснедр по УВС г. Москва от 19.12.2019 № 7852) и прошли промышленную апробацию.

Публикации. Основные результаты диссертационного исследования опубликованы в 15 научных работах, в том числе 2 статьи — в журналах, индексируемых в международной базе данных Scopus, 4 статьи — в журналах, рекомендованных ВАК РФ, 1 патент на изобретение № 2740510.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Область исследования соответствует паспорту специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, в частности, пункту 2 — «Геолого-физические, геомеханические, физико-химические, тепломассообменные и биохимические процессы, протекающие в естественных и искусственных пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр и подземном хранении жидких и газообразных углеводородов и водорода известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для развития научных основ создания эффективных систем разработки, обустройства

и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода, захоронения кислых газов, включая диоксид углерода»; пункту 3 — «Научные основы технологии воздействия на межскважинное и околоскважинное пространство и управление притоком пластовых флюидов к скважинам различных конструкций с целью повышения степени извлечения из недр и интенсификации добычи жидких и газообразных углеводородов».

Структура и объем работы. Диссертационная работа изложена на 141 странице машинописного текста, содержит 11 таблиц, 64 рисунка и 5 приложений. Состоит из введения, пяти глав, заключения, списка сокращений и библиографии, включающей 145 наименований.

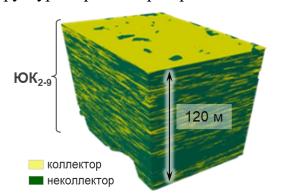
**Благодарности.** Автор выражает благодарность и признательность коллегам УГРМ Няганьнефтегаз и экспертам ООО «ТННЦ», сотрудникам и главному геологу АО «РН-Няганьнефтегаз» Д. В. Емельянову.

#### ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность работы, сформулированы цель и задачи исследования, отражены основные положения, выносимые на защиту, научная новизна теоретическая и практическая значимость работы.

**Первая глава** посвящена анализу геолого-физических особенностей и проблематике разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты, обзору литературы по вопросу повышения эффективности за счет применения новых технологий и организации системы заводнения.

K геологическим особенностям объекта  $IOK_{2-9}$  тюменской свиты Красноленинского месторождения относятся: глубина залегания 2 400 м, высокий этаж нефтеносности (в среднем — 120 м), континентальные условия осадконакопления, высокая расчлененность и неоднородность коллекторов по площади, сложная структура порового пространства и низкая проницаемость (Рисунок 1).



Средняя общая толщина, м	120
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	16
Расчлененность, ед.	19
Коэффициент песчанистости, д. ед.	0,12
Коэффициент пористости, д. ед	0,13
Коэффициент проницаемости, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	1,5
Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.	0,50

Рисунок 1 — Фрагмент куба литологии и геолого-физические характеристики пластов ЮК<sub>2-9</sub> тюменской свиты

Перспективным участком залегания тюменской свиты на Красноленинском месторождении является Ем-Еговский ЛУ, изученность и разведанность которого низкая, доля запасов категории  $B_2-60$  %. С целью повышения изученности при бурении проводится современный стандартный комплекс ГИС и на каждой кустовой площадке предусмотрено бурение ННС с отбором керна и расширенным комплексом.

На основе сейсмического, седиментологического и петрофизического анализов выделяются основные фациальные комплексы — русловые отложения, конусы выноса, озерные дельты и пойменные отложения болот. Наиболее продуктивной признана русловая фация с нефтенасыщенными толщинами (4-12) м, лучшими фильтрационно-емкостными свойствами и большей связанностью коллекторов. При планировании и сопровождении бурения скважин фациальная модель является неотъемлемым инструментом, позволяющим повысить качество прогноза перспективных районов и подтверждаемость плановых дебитов скважин.

В главе отмечается, что по прошествии 40 лет (разработка объекта  $IOK_{2-9}$  началась в 1981 году), отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) промышленной категории не превышает 10 %, что свидетельствует о сложности освоения трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты.

Опыт разработки объекта ЮК<sub>2-9</sub> выявил ряд проблем: низкую подтверждаемость распространения коллекторов; неполное вовлечение запасов по разрезу в ГС с МГРП (Рисунок 2); низкие продуктивность скважин и стартовые дебиты (Рисунок 3); высокие темпы падения дебитов (Таблица 1); низкую эффективность системы заводнения (Рисунок 4). Основной причиной неполного охвата коллекторов по разрезу в ГС с МГРП является ограниченная высота трещины многостадийного ГРП – до 100 м (при закачке на стадию до 120 тонн проппанта). В расчлененном объекте ЮК<sub>2-9</sub> траектория ГС характеризуется низкой эффективностью. Большая часть ствола вскрывает неколлектор, что приводит к сложности инициации трещин МГРП (Рисунок 2).

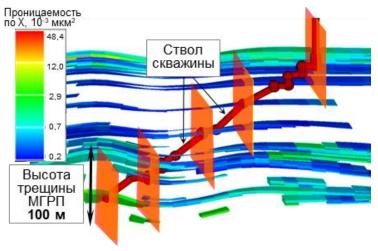


Рисунок 2 – Пример ГС с МГРП с неполным охватом коллекторов по разрезу тюменской свиты

Стартовые дебиты ННС без ГРП характеризуются низкими значениями (менее 5 т/сут). Проведение гидроразрыва пласта (ГРП) позволило увеличить средний входной дебит нефти до 25 т/сут. С внедрением технологии ГС с МГРП средний стартовый дебит вырос до 57 т/сут при длине горизонтальной части ствола от 400 м до 1000 м и количества стадий ГРП от 4 до 7 (Рисунок 3).

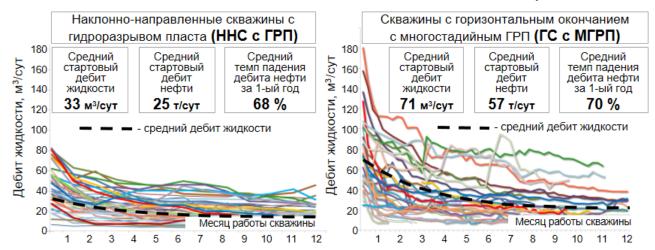


Рисунок 3 – Динамика дебитов жидкости ННС с ГРП и ГС с МГРП (цветными линиями показаны дебиты скважин объекта ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского участка)

Эксплуатация скважин характеризуется высокими темпами падения дебитов и низкой удельной накопленной добычей нефти на скважину (Таблица 1).

Таблица 1 – Сопоставление темпов падения дебитов нефти ННС и ГС

Скважины	6 мес	1 год	2 года
ННС с ГРП	52 %	68 %	70 %
ГС с МГРП	58 %	70 %	75 %

Причиной высоких темпов падения в низкопроницаемых коллекторах является низкая эффективность системы заводнения. Проявление эффекта от организации закачки менее выражено по сравнению с традиционными коллекторами (Рисунок 4). Идея схематичного представления эффективности заводнения почерпнута автором в работе В. Б. Карпова, Н. В. Паршина и др.

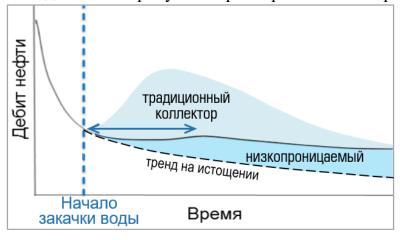


Рисунок 4 — Схематичное представление эффективности заводнения в традиционных и низкопроницаемых коллекторах

**Во второй главе** представлены результаты опытно-промышленных экспериментов по обоснованию значимости комплекса параметров системы заводнения и требований по управлению и контролю, влияющих на эффективность разработки низкопроницаемых коллекторов.

Параметры 1 и 2 — плотность сетки и соотношение добывающих и нагнетательных скважин. Промысловый эксперимент по формированию обращенной 9-ти точечной системы заводнения на ННС с ГРП Ем-Еговского участка не подтвердил свою эффективность. Причиной неуспешности послужили недостаточная плотность сетки скважин (ПСС) 25 га/скв. и недостаточная интенсивность закачки при соотношении добывающих и нагнетательных скважин  $3_{доб}$ :  $1_{нагн}$ . Средняя приемистость составила (20-40) м<sup>3</sup>/сут, что в зимний период при низкой температуре воздуха приводило к замерзанию устья нагнетательных скважин и водоводов. Последующая реализация 5-ти точечной системы ННС с плотностью 16 га/скв. и соотношением скважин  $1_{доб}$ :  $1_{нагн}$  позволила повысить эффективность заводнения.

Параметр 3 – давление нагнетания. На начальном этапе закачка воды производилась с давлением 12,0 МПа на устье и 36,0 МПа на забое, что оказалось недостаточным. В целях оптимизации работы системы поддержания пластового давления (ППД) произведена модернизации оборудования компрессорной насосной станции (КНС), что позволило поднять устьевое давление до 17,0 МПа. Средняя приемистость увеличилась до 180 м<sup>3</sup>/сут, затем стабилизировалась на уровне (70-120) м<sup>3</sup>/сут. По результатам исследования графика Холла установлено, что рост приемистости связан с развитием трещин ГРП и возникновением техногенной трещиноватости (эффект автоГРП) при повышении устьевого давления до (15,0-17,0) МПа, на забое до (39,0-41,0) МПа. За счет увеличения приемистости и формирования более интенсивной системы заводнения на участке ННС (при соотношении  $12_{\text{доб}}$ :  $10_{\text{нагн}}$ ) дебит жидкости вырос с 11 т/сут до 25 т/сут, нефти с 7 т/сут до 12 т/сут. Эффект от ППД по участку за 5 лет составил 67 тыс. т, или в среднем удельно на одну нагнетательную скважину – 6,7 тыс. т нефти.

Параметр 4 — ориентация относительно регионального стресса. Поскольку эффективность заводнения в низкопроницаемых коллекторах достигается в условиях автоГРП, следует вывод о необходимости ориентации элементов скважин и нагнетательных рядов сообразно значению азимута регионального стресса (345°) с целью минимизации прорывов закачиваемой воды и создания галереи нагнетания. Подтверждением является неудачный опыт организации ППД в элементах ГС с МГРП, ориентированных поперек стресса. По графику динамики технологических

показателей можно видеть, что через 2-4 месяца после начала закачки воды обводненность добывающих ГС возросла с 10 % до 90 % по причине прорывов воды по трещинам автоГРП под высоким давлением нагнетания (Рисунок 5).

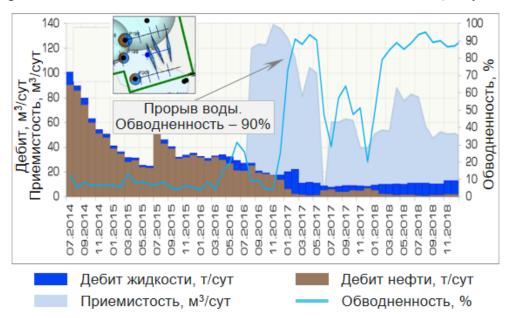


Рисунок 5 – Динамика технологических показателей элемента ГС с МГРП, ориентированного поперек регионального стресса

На основе результатов гидродинамического моделирования (Рисунок 10) сделан вывод о целесообразности переориентации элементов ГС с МГРП в направлении вдоль стресса. В условиях формирования продольных трещин ГРП для сохранения коэффициента охвата рекомендовано увеличить длину ГС с 800 м до 1000 м, сблизить добывающие и нагнетательные ряды с 400 м до 300 м, заменить короткие нагнетательные ГС на ННС с двумя трещинами ГРП по разрезу.

В диссертации по 26-ти элементам заводнения объекта  $\text{ЮК}_{2-9}$  Ем-Еговского участка (13 ориентированы поперек стресса, 13 — вдоль) проведено количественное сравнение эффективности системы ППД за пятилетний период. Результаты исследования подтверждают достоверность предложенных решений на основании выполненной оценки эффективности системы ППД в виде дополнительной добычи нефти суммарно по годам, которая рассчитана по формуле (1):

$$\Im \Phi_{\Pi\Pi \mathcal{A}} = \sum_{k=1}^{5} \left( Q_{\text{доб.}\Pi\Pi \mathcal{A}_k} - \left( Q_{\text{доб.}\text{ист}_k} + Q_{\text{нагн.}\text{отр}_k} \right) \right),$$
(1)

где  $Q_{\text{доб.ППД}_k}$  — фактическая добыча нефти реагирующих скважин элемента в условиях ППД, тыс. т;  $Q_{\text{доб.ист}_k}$  — расчетная добыча нефти добывающих скважин элемента на режиме истощения, тыс. т;  $Q_{\text{нагн.отр}_k}$  — расчетная добыча нефти нагнетательной скважины в отработке на нефть, тыс. т; k — годы от 1 до 5.

По элементам, ориентированным поперек стресса, диапазон прироста добычи нефти за 5 лет составил от 0,9 тыс. т до 16,0 тыс. т, в среднем 4,8 тыс. т на одну нагнетательную скважину. По элементам, направленным вдоль стресса, эффективность изменяется от 1,3 тыс. т до 30,4 тыс. т, в среднем – 11,9 тыс. т. Таким образом, по факту эксплуатации скважин в течение 5 лет установлено, что для системы ГС с МГРП, ориентированной вдоль стресса, средний удельный прирост добычи нефти от заводнения в 2,5 раза выше, чем для системы, направленной поперек стресса.

Кроме отмеченных выше параметров в работе обоснованы следующие требования по управлению и контролю за системой заводнения, позволяющие минимизировать риски прорывов закачиваемой воды и повышать эффективность: плавность наращивания устьевого давления нагнетания с выходом на приемистость (70-90) м³/сут без резких «скачков»; обеспечение текущей компенсации (110-120) %; своевременность перевода нагнетательных скважин под закачку; проведение контроля за энергетическим состоянием на основе гидродинамических исследований скважин (ГДИС); отслеживание динамики изменения коэффициента продуктивности (Кпрод) и приемистости скважин, а также полудлины трещины ГРП и автоГРП по результатам повторных ГДИС; определение в добывающих ГС с МГРП интервалов обводнения от закачки на основе результатов профиля притока (рекомендуется проводить исследование при запуске скважины и после организации заводнения) и другие.

**В третьей главе** разработан метод определения периода эксплуатации нагнетательной скважины в режиме добычи, основанный на оценке начала процесса интерференции скважин в элементе разработки. Показано, что применение метода целесообразно в условиях низкопроницаемых неоднородных коллекторов, для которых характерна разная степень связности и взаимовлияния между скважинами.

Преимуществом данного метода (на основе ГДМ) по отношению к существующим аналитическим являются: учет физических процессов, протекающих в пласте при работе скважин на режиме истощения; увеличение накопленной добычи нефти за счет своевременного перевода под закачку каждой нагнетательной скважины; сокращение трудозатрат за счет меньшего количества итераций расчетов на ГДМ (альтернатива многовариантным расчетам). Кроме того, область применения метода не зависит от схемы размещения и проводки скважин.

Следует отметить, что при реализации предложенного метода необходимо учитывать имеющиеся ограничения, такие как: зависимость результата от качества гидродинамической модели в межскважинном пространстве; снижение устойчивости при сверхнизких значениях проницаемости (менее  $0,55 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) по причине ухудшения гидродинамической связи и ослабления взаимовлияния между скважинами.

Алгоритм реализации разработанного метода предусматривает расчет двух сценариев на гидродинамической модели (ГДМ): Сценарий 1 и Сценарий 2 (Рисунок 6). Определяемый период эксплуатации нагнетательной скважины в режиме добычи соответствует расчетному шагу, на котором первая производная по времени, рассчитываемая по формуле (4) от отношения нормированных дебитов нефти имеет минимальное значение (формулы (2) и (3) на Рисунке 6, Рисунок 7). С этого момента начинается процесс интерференции скважин в элементе, и нагнетательную скважину целесообразно переводить в режим закачки воды.



# II. Расчет двух сценариев на ГДМ

#### Сценарий 1

Добывающие и проектные нагнетательные скважины запускаются в добычу на весь период прогноза

#### Сценарий 2

Проектные нагнетательные скважины запускаются в добычу на весь период прогноза, добывающие скважины остаются в бездействии

# III. Оценка реакции скважины от ввода соседних добывающих

Расчет нормированных дебитов нефти нагнетательных скважин в отработке на  ${\it k}$ -ом временном шаге

$$q_{1k}^{\text{H}} = q_{1k}/q_{10}, \ q_{2k}^{\text{H}} = q_{2k}/q_{20}$$
 (2)

Определение отношения нормированных дебитов  $i_k = q_{1k}^{\text{H}}/q_{2k}^{\text{H}}$  (3)

Расчет первой производной от отношения дебитов  $i'_k = \frac{d(i_k)}{dt}$  (4)

# IV. Оценка периода эксплуатации в режиме добычи

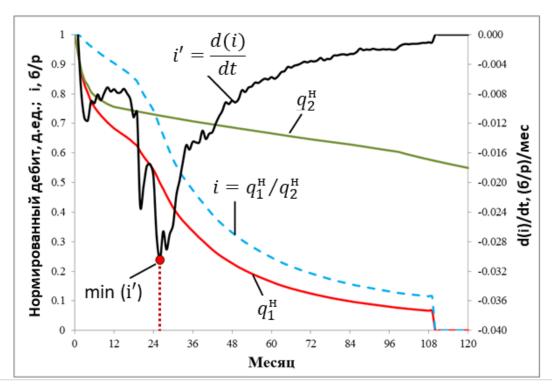
Определение шага  $\pmb{k}$ , при котором первая производная имеет минимальное значение  $\min{(\pmb{i'}_{\pmb{k}})}$ 

# V. Оценка эффекта

- 1. Расчет варианта с индивидуальным периодом эксплуатации в режиме добычи для каждой нагнетательной скважины
- 2. Определение объема дополнительной добычи нефти по отношению к варианту с одинаковым периодом эксплуатации для всех нагнетательных скважин



Рисунок 6 – Алгоритм реализации разработанного метода



 $q_1^{\rm H}$  - нормированный дебит нефти нагнетательной скважины в режиме добычи в Сценарии 1;  $q_2^{\rm H}$  - нормированный дебит нефти нагнетательной скважины в режиме добычи в Сценарии 2;  $i=q_1^{\rm H}/q_2^{\rm H}$  - отношение нормированных дебитов нефти;  $i'=\frac{d(i)}{dt}$  - первая производная по времени от отношения нормированных дебитов нефти;  $min\ (i')$  - минимальное значение первой производной по времени, определяющее период эксплуатации нагнетательной скважины в режиме добычи.

Рисунок 7 — График динамики нормированного дебита нефти в Сценариях 1 и 2 и первой производной по времени от отношения нормированных дебитов

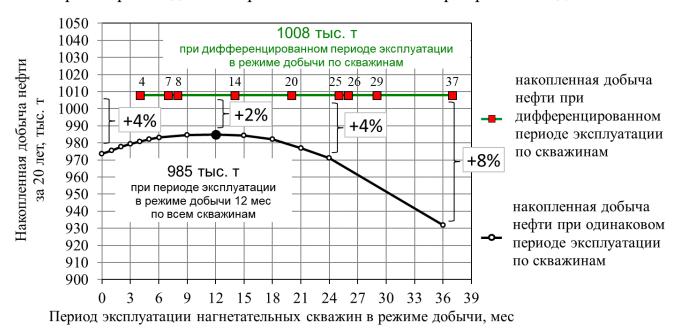


Рисунок 8 — График накопленной добычи нефти при дифференцированных и одинаковых для всех скважин периодах эксплуатации в режиме добычи

Для оценки эффективности разработанного метода выполнено сравнение с результатами традиционного многовариантного подхода, по которому максимум по накопленной добыче нефти достигается до 985 тыс. т при одинаковом по скважинам периоде эксплуатации в режиме добычи 12 месяцев (Рисунок 8). В других геологических условиях максимальное значение по добыче нефти может смещаться как в сторону уменьшения, так и в сторону увеличения периода эксплуатации. В этой связи метод с дифференцированным периодом (в примере от 4 до 37 месяцев) будет иметь положительную дельту по эффективности, рост добычи нефти до 1008 тыс. т. Величина прироста будет зависеть от геологических условий, определяющих степень связности и взаимовлияния между скважинами. При этом количество многовариантных расчетов на ГДМ сокращается до двух.

**В четвертой главе** проведено сравнение показателей ННС с ГРП и ГС с МГРП по результатам фактической работы скважин и гидродинамического моделирования 6-ти вариантов размещения. Обоснованы особенности формирования комбинированной системы в зависимости от геологических условий.

Учитывая, что районы бурения  $\Gamma$ С и HHC разные, выполнен сопоставительный анализ геолого-физических характеристик ( $\Gamma$ ФХ). По результатам анализа сделан вывод, что  $\Gamma$ С пробурены в менее благоприятных геологических условиях (Таблица 2). Нефтенасыщенная толщина меньше на 4,6 м, проводимость — на 1,8·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>·м. При этом запускные и накопленные показатели за первый год работы по  $\Gamma$ С превосходят показатели по HHC в 2,2 и 2,0 раза соответственно, что свидетельствует об эффективности технологии  $\Gamma$ С с МГРП. Также установлено, что максимальные показатели фиксируются по  $\Gamma$ С, пробуренным в русловых фациях с улучшенными свойствами.

Таблица 2 – Сопоставление ГФХ и показателей ННС с ГРП и ГС с МГРП

Попомотру у	ННС с ГРП	ГС 800м с МГРП	Кратность	
Параметры	44 скважины	27 скважин	расхождения	
Эффективная нефтенасыщенная толщина h, м	23,0	18,4	0,8	
Эффективная проницаемость k, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	0,27	0,24	0,9	
Проводимость kh, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> ·м	6,2	4,4	0,7	
Запускной дебит жидкости q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут	32,5	70,7	2,2	
Запускной дебит нефти q <sub>н</sub> , т/сут	25,3	56,9	2,2	
Запускной Кпрод, м <sup>3</sup> /сут/МПа	3,7	7,4	2,0	
Добыча нефти за первый год, тыс. т	4,6	9,1	2,0	

В условиях значительного этажа нефтеносности тюменской свиты (в среднем - 120 м) применение системы ГС с МГРП повсеместно нецелесообразно. Трещина МГРП вскрывает до 100 м общей мощности пласта (при 120 тонн проппанта). Это приводит к неполному вовлечению запасов в разработку.

Таблица 3 – Основные характеристики вариантов разработки

Таолиц	ца 3 – Основные	характ	еристи	ки вари	іантов разра	ООТКИ		
		Варианты размещения скважин						
Параметры системы		1 2 3 4			5 6			
		5 т	7 т	9 т	ΓC (75°)	ΓC (345°)	ГС (345°)	
Расположение скважин		5, 7 и 9-ти точечная системы вдоль стресса			Поперек стресса, шахматное	Вдоль стресса, шахматное	Вдоль стресса с нагн. ННС, линейное	
Назначение,	добывающие		IIIIG		ГС, ΔLгс=800 м		ГС, ΔLгс=1000 м	
траектория нагнетательные		ННС				гс=400 м	ННС	
Расстояние ме	жду добывающими іми скважинами, м	400 430 400			400/1200	400/1200	300/1400	
ПСС, га/скв. ГС с МГРП попе	ерек = 2 ННС с ГРП пь = 1,5 ННС с ГРП	16,0			21,3	25,6	22,2	
	добывающие		2		5	3	4	
ГРП/МГРП	нагнетательные		2		2	2	2	
Популлина тг	ещин ГРП, м		100		150	200	200	
Количество ск			100			l	200	
количество ск (в руслах/вне р		72 (36/36)				18/18)	43 (22/21)	
в т. ч. добыва	ющих	36 (18/18)	50 (25/25)	54 (27/27)	(9	18 9/9)	18 (9/9)	
нагнетат	гельных	36 (18/18)	22 (11/11)	18 (9/9)		18 9/9)	25 (13/12)	
		Cxe	MЫ กลรเ	мешени	а скважин			
Ra	риант 1	Схемы размещения скважин Вариант 2			и скважии	Вариант 3		
100		430		\$ \$ 100				
Ba	Вариант 5				Вариант 6			
400					1200 800	700		
	добывающая ННС	С с ГРП		+++	—————————————————————————————————————	ывающая ГС с М	 ИГРП	
<b>♥</b> -	нагнетательная Н	НС с ГРІ	П	- A	<b>→</b> — нагн	етательная ГС	е МГРП	

С целью обоснования системы разработки в разных геологических условиях с позиции максимального охвата дренированием запасов по площади и разрезу выполнено гидродинамическое моделирование 6-ти вариантов с размещением ННС и ГС на секторном участке, где в разрезе присутствуют как интервалы русловой фации, так и сильно расчлененный коллектор (Таблица 3, Таблица 4, Рисунок 9, Рисунок 10).

Таблица 4 – Результаты гидродинамического моделирования за 20 лет

Зона	Вариант 1 ННС 5 т	Вариант 2 ННС 7 т	Вариант 3 ННС 9 т	Вариант 4 ГС поперек, шахматная		ГС поперек,		ГС поперек,		ГС поперек,		ГС поперек,		ГС поперек,		ГС поперек,		ГС поперек, ГС вдо		ГС в	ант 6 доль, ейная
Накопленная добыча нефти (Qн), тыс. т																					
В целом	2 507	2 437	2 304	1 495		1 495 1 689		1 986													
В руслах	1 336	1 326	1 286	783		96	1	1 193													
Вне русел	1 172	1 111	1 018	71	2	72	8	793													
Удельная накопленная добыча нефти на добывающую скв. (Qн/ДДФ), тыс. т / доб. скв.																					
В целом	69,7	48,7	42,7	83	83,1 93,8		110,3														
В руслах	74,2	53,0	47,6	87,0		106,8		132,5													
Вне русел	65,1	44,4	37,7	79,1		80,9		88,1													
		Чисть	ій дисконт	ированныі	й доход (N	IPV), млн р	уб.														
В руслах	1 448	1 347	1 247	763		763 1 264		1 698													
Вне русел	879	632	630	570		614		680													
Индекс доходности (PI), б/р																					
В руслах	1,61	1,57	1,53	1,52		1,52 1,85		1,89													
Вне русел	1,37	1,29	1,26	1,36		1,36 1,41		1,44													
Комплексный параметр эффективности (КПЭ)																					
В руслах		1,37	1,24	1,08	0,40	0,99	1,69														
Вне русел			1,37	0,88	0,79	0,54	0,61	0,75													

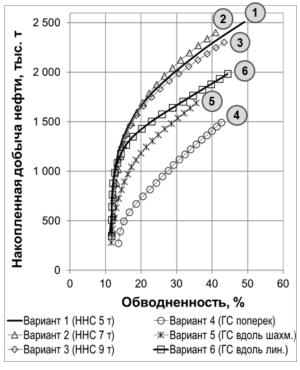


Рисунок 9 – Зависимость накопленной добычи нефти от обводненности

Наиболее интенсивная 5-ти точечная система ННС Варианта 1 характеризуется наилучшими показателями: накопленная добыча нефти за 20 лет составила 2,5 млн т. Среди вариантов с ГС лучшие показатели получены по Варианту 6 с линейным размещением скважин вдоль стресса: накопленная добыча нефти около 2,0 млн т.

Наименее эффективные показатели получены по Варианту 4 с размещением ГС поперек стресса, что подтверждает неэффективность заводнения на участке опытно-промышленных работ (ОПР) 2013-2015 гг. в связи с прорывами нагнетаемой воды по трещинам (Рисунок 10).

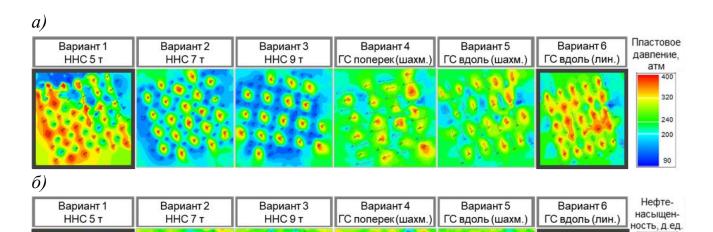


Рисунок 10 – Распределение пластового давления Рпл (a) и коэффициента нефтенасыщенности Кн (б) через 20 лет

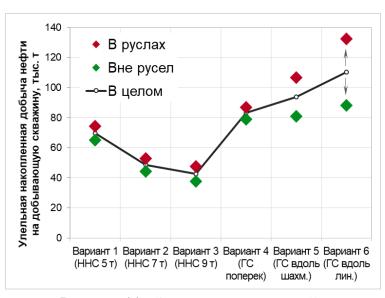


Рисунок 11 — Зависимость удельной накопленной добычи нефти на скважину в разных геологических условиях

По результатам расчетов установлено, что для систем ГС, ориентированных вдоль стресса 5 (Варианты 6), удельная накопленная добыча нефти по скважинам, пробуренным в зоне русловых отложений выше, чем в высокорасчлененном коллекторе. По Варианту 6 разница в удельных показателях составляет 50 %: в зоне русел – 132 тыс. т, в расчлененном коллекторе – 88 тыс. т (Таблица 4, Рисунок 11). В результате выбор рекомендуемой системы ННС и ГС

0,63

(Таблица 4) произведен по наибольшему значению комплексного параметра эффективности (КПЭ), рассчитанного по формуле (5):

$$\mathsf{K}\Pi \ni (i) = \mathsf{H}Q_{\mathsf{H}}(i) \cdot \mathsf{H}NPV(i) \cdot PI(i), \tag{5}$$

где HQh(i) = Qh(i)/макс  $\{Qh(1); ...; Qh(6)\}$  — нормированная на максимальное значение накопленная добыча нефти і-го варианта; HNPV(i) = NPV(i)/макс  $\{NPV(1); ...; NPV(6)\}$  — нормированный на максимальное значение чистый дисконтированный доход i-го варианта; PI(i) — индекс доходности i-го варианта; i — номер варианта от 1 до 6.

Таким образом, для объекта  $ЮК_{2-9}$  с высоким этажом нефтеносности рекомендуемой является комбинированная система (Рисунок 12), состоящая из систем ННС с ГРП (Вариант 1) и ГС с МГРП (Вариант 6). Особенности формирования комбинированной системы заключаются в следующем (Рисунок 12, Рисунок 13):

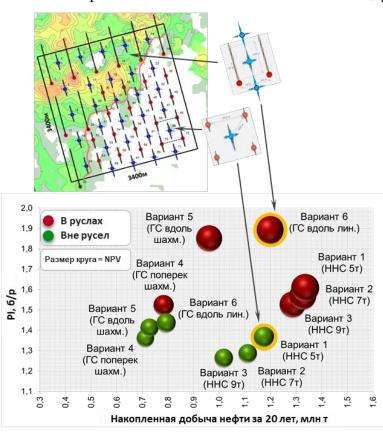
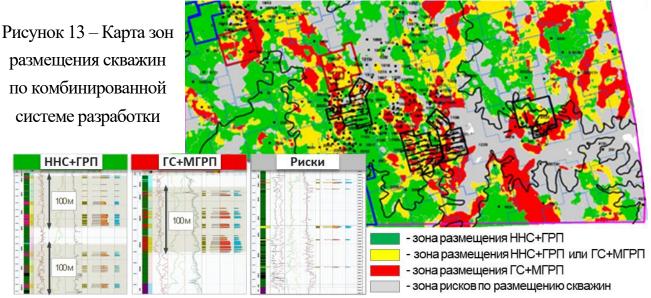


Рисунок 12 – Схема формирования комбинированной системы разработки

- ННС с ГРП в зонах, где Нобщ > 100 м, запасы распределены по всему расчлененному разрезу. Схема размещения ННС по 5-ти точечной системе с организацией заводнения вдоль линии стресса с расстоянием между добывающими и нагнетательными скважинами 400 м (Вариант 1);
- ГС с МГРП в зонах, где Нобщ ≤ 100 м, 90 % запасов сосредоточены в пластах ЮК<sub>2-5</sub> и разрез представлен русловыми отложениями с улучшенными ФЕС. Схема размещения ГС рядная вдоль линии стресса с организацией системы заводнения через ННС. Длина ГС 1000 м, расстояние между рядами 300 м (Вариант 6).



Предложенная комбинированная система позволяет повышать эффективность разработки фациально-изменчивых коллекторов тюменской свиты и ее аналогов за счет увеличения коэффициента охвата дренированием по площади и разрезу.

**В пятой главе** приведены результаты опытно-промышленной апробации предложенных в диссертации методических решений. По результатам гидродинамического моделирования и промысловых экспериментов на объекте  $\text{Ю}K_{2-9}$  Ем-Еговского ЛУ установлено, что повышение эффективности системы заводнения и снижение рисков прорыва закачиваемой воды управляется комплексом параметров: плотность сетки ННС (ПСС 16 га/скв.); ориентация системы скважин вдоль стресса (азимут 345°); интенсивная система заводнения с соотношением  $1_{доб}$  :  $1_{\text{нагн}}$  для ННС и  $1_{доб}$  :  $2_{\text{нагн}}$  для ГС; высокое давление нагнетания (на устье (15,0-17,0) МПа) с автоГРП; дифференцированный период отработки нагнетательных скважин.

Формирование комбинированной системы разработки с применением ННС с ГРП и ГС с МГРП в комплексе с обеспечением условий повышения эффективности системы заводнения позволило за 4-х летний период 2016-2019 гг. (Рисунок 14):

- увеличить в 3,2 раза ежегодный ввод новых скважин (с 22 шт. до 70 шт.);
- нарастить в 2,1 раза ежегодные объемы закачиваемой воды, обеспечить накопленную компенсацию отборов 90 % и частично восстановить пластовое давление на 1,5 МПа (с 19,5 МПа до 21,0 МПа);
- увеличить в 2,8 раза ежегодный уровень добычи нефти (с 435 тыс. т до 1 216 тыс. т) и извлечь дополнительно 1 832 тыс. т нефти по отношению к прежней системе.

Прогноз технологических показателей до конца разработки с учетом реализации комбинированной системы свидетельствует о росте коэффициента извлечения нефти (КИН) с 0,197 до 0,232 за счет увеличения коэффициента охвата с 0,485 до 0,571.

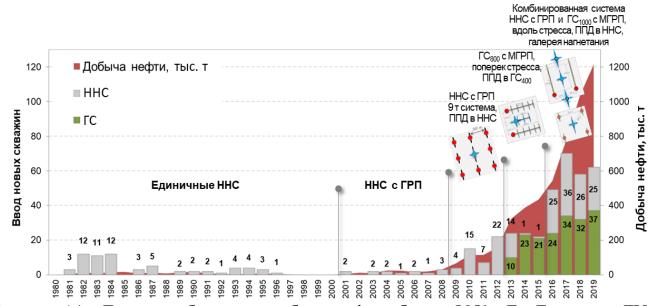


Рисунок 14 - Динамика бурения и добычи нефти объекта  $ЮК_{2-9}$  Ем-Еговского ЛУ

Апробированные проектные решения для отложений тюменской свиты внедрены на соседних лицензионных участках Каменный и Талинский, а также использованы при проектировании новых нефтяных месторождений Назымское и Тункорское.

#### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

- 1. Обоснован комплекс значимых параметров (плотность сетки и соотношение скважин, режимы нагнетания, ориентация относительно регионального стресса) и требований по управлению и контролю, определяющих эффективность системы заводнения низкопроницаемых коллекторов.
- 2. Разработан метод определения дифференцированного периода эксплуатации нагнетательных скважин в режиме добычи для низкопроницаемых неоднородных коллекторов, основанный на выявлении начала процесса интерференции скважин через нахождение минимального значения производной по времени от отношения нормированных дебитов, полученных на ГДМ.
- 3. Установлено различие удельной накопленной добычи нефти ГС с МГРП в русловых отложениях и в высокорасчлененном коллекторе, определяющее целесообразность выборочного размещения системы ГС с МГРП в зависимости от геологических условий.
- 4. Обоснованы особенности формирования комбинированной системы разработки с применением ННС с ГРП и ГС с МГРП, позволяющей повышать коэффициент извлечения нефти и учитывающей технологические ограничения по высоте трещин ГРП в условиях высокого этажа нефтеносности и фациальной изменчивости коллекторов тюменской свиты.
- 5. Основные результаты диссертационного исследования апробированы в опытно-промышленных испытаниях на низкопроницаемых коллекторах тюменской свиты Красноленинского месторождения с положительным результатом по повышению нефтеотдачи, а также использованы при проектировании новых нефтяных месторождений Западной Сибири, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти.

# Список основных работ, опубликованных по теме диссертации

# Публикации в изданиях, включенных в международную базу цитирования Scopus:

- 1. Эволюция проектных решений по разработке отложений тюменской свиты на примере месторождений Красноленинского свода / А. А. Чусовитин, Р. А. Гнилицкий, Д. С. Смирнов [и др.]. Текст: непосредственный // Нефтяное хозяйство. 2016. № 5. С. 54-58.
- 2. Обоснование оптимального времени отработки нагнетательных скважин на низкопроницаемом объекте тюменской свиты с трудноизвлекаемыми запасами / Ю. А. Плиткина, Д. П. Патраков, Э. О. Кондратов [и др.]. Текст: непосредственный // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 102-105.

Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации:

- 3. Опыт разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты Красноленинского месторождения в АО «РН-Няганьнефтегаз» / Ю. А. Плиткина, Д. П. Патраков, А. С. Глебов [и др.]. Текст: непосредственный // Нефтяная провинция. 2019. № 2(18). С. 72-100.
- 4. Влияние узловых нагнетательных скважин на эффективность системы разработки тюменской свиты на месторождениях ПАО «НК Роснефть» / Д. В. Дикалов, Д. П. Патраков, Ю. А. Плиткина [и др.]. Текст: непосредственный // Нефтяная провинция. 2020. № 4 (24). С. 149-162.
- 5. Плиткина Ю. А. Повышение эффективности системы поддержания пластового давления в низкопроницаемых неоднородных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами / Ю. А. Плиткина. Текст: непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2021. 92.
- 6. Плиткина Ю. А. Способ определения периода отработки нагнетательных скважин в низкопроницаемых неоднородных коллекторах / Ю. А. Плиткина, Е. И. Мамчистова. Текст: непосредственный // Нефтяная провинция. 2023. № 1(33). С. 109-124.

#### Публикации в других изданиях (РИНЦ), материалах конференций:

- 7. Плиткина Ю. А. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты / Ю. А. Плиткина. Текст: непосредственный // Материалы IV Международного молодежного научнопрактического форума «Нефтяная столица». Ханты-Мансийск: Центр научнотехнических решений, 2021. С. 164-170.
- 8. Improving Development Efficiency of Hard-to-Recover Reserves of Tyumen Formation (JK2-9) at Krasnoleninsky Field / S. A. Moiseev, Yu. A. Plitkina, D. P. Patrakov and A. S. Glebov. Text: direct:// Conference Proceedings, Horizontal Wells 2021. European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. P. 1-5.
- 9. Плиткина Ю. А. Особенности разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты Красноленинского месторождения / Ю. А. Плиткина, Е. И. Мамчистова. Текст: непосредственный // Материалы Национальной научнотехнической конференции «Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А. П. Телкова и А. Н. Лапердина». Тюмень: ТИУ, 2022. С. 115-119.

#### Патент на изобретение:

10. Пат. № 2740510 Российская федерация, МПК Е21В 43/20 (2006.01). Способ определения оптимального периода отработки на нефть нагнетательных скважин для низкопроницаемых коллекторов / Патраков Д. П., Плиткина Ю. А., Кондратов Э. О., Никифоров Д. В., Гладких М. А.; заявитель и патентообладатель ООО «Тюменский нефтяной научный центр». Заявка № 2020104632 ; заявл. 31.01.2020; опубл. 14.01.2021, Бюл. № 2. — 10 с. — Текст: непосредственный.

Подписано в печать 04.04.2024. Формат 60х90 1/16. Печ. л. 1,44. Тираж 100 экз. Заказ № 2819.

Библиотечно-издательский комплекс федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Тюменский индустриальный университет». 625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса. 625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.