

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



**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

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
кандидат технических наук, доцент  
Мамчистова Елена Ивановна

Тюмень – 2024

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	4
<b>1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМАТИКА РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ</b> .....	12
1.1 Трудноизвлекаемые запасы нефти, связанные с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов .....	12
1.2 Геолого-физические особенности .....	17
1.3 Изученность отложений .....	26
1.4 Проблемы разработки .....	29
<b>2 ПАРАМЕТРЫ И ТРЕБОВАНИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ И КОНТРОЛЮ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ</b> .....	39
2.1 Плотность сетки скважин, соотношение добывающих и нагнетательных скважин .....	40
2.2 Давление нагнетания в низкопроницаемых коллекторах .....	41
2.3 Ориентация элементов заводнения относительно регионального стресса ...	42
2.4 Влияние узловых нагнетательных скважин на эффективность заводнения .	49
2.5 Управление и контроль за заводнением в низкопроницаемых коллекторах .	55
<b>3 МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕРИОДА ЭКСПЛУАТАЦИИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН В РЕЖИМЕ ДОБЫЧИ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ</b> .....	59
3.1 Предпосылки к разработке метода. Преимущества и ограничения.....	59
3.2 Алгоритм реализации метода.....	63
3.3 Пример реализации метода .....	68
3.4 Доказательство правомерности метода.....	76
<b>4 ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ КОМБИНИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН</b> .....	85
4.1 Сравнение эффективности наклонно-направленных и горизонтальных скважин с гидроразрывом пласта .....	85
4.2 Комбинированная система разработки с применением наклонно-направленных и горизонтальных скважин .....	87
4.3 Особенности формирования комбинированной системы разработки.....	98
<b>5 РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ АПРОБАЦИИ ПРЕДЛОЖЕННЫХ МЕТОДИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ</b> .....	102

<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	105
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ</b> .....	106
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ</b> .....	107
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Патент на изобретение № 2740510.....	126
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Акт о внедрении результатов.....	137
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Справка об использовании результатов.....	138
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Титульный лист проектного документа ДТСП 2019 .....	140
ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Титульный лист протокола ЦКР Роснедр ДТСП 2019 .....	141

## ВВЕДЕНИЕ

**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 ЮК<sub>2-9</sub> относятся к трудноизвлекаемым по стратиграфической приуроченности (тюменская свита) и по значению низкой проницаемости (менее  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). Доля текущих извлекаемых запасов нефти тюменской свиты в пределах Ем-Еговского, 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 на фацциально-изменчивых пластах тюменской свиты Красноленинского месторождения, по сравнению с наклонно-направленными скважинами (ННС) с ГРП, подтверждает перспективность технологии. При этом отмечается низкая 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. Гиляев, 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. Сюдюков, А. П. Телков, Е. С. Туманова, М. М. Хасанов, М. А. Черевко, В. Н. Щелкачев, И. В. Шпуров, А. Н. Янин, Н. Belyadi, A. Cao, M. J. Economides, P. Fakcharoenphol, E. Fathi, M. Marongiu, C. M. Pearson, T. Stephenson.

Вопросом обоснования оптимального периода эксплуатации нагнетательных скважин в режиме добычи занимались М. М. Хасанов, В. А. Краснов, В. А. Коротовских, А. Н. Ситников, С. В. Соколов. Анализируя проблему, авторы отдавали предпочтение аналитическим методам, позволяющим сократить временные затраты на подготовку численных моделей и выполнение многовариантных расчетов. На практике такие методы применяются редко, так как не всегда позволяют воспроизвести фактические показатели по скважинам по причине использования моделей, не учитывающих неоднородность 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 технико-экономические 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, выявлении геолого-физических особенностей и проблематики разработки отложений тюменской свиты и ее аналогов; в обосновании и планировании опытно-промышленных 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 проектно-технического документа (ПТД), разработанного на результатах 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 научно-практической 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 научно-практическом 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.

# 1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМАТИКА РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ

## 1.1 Трудноизвлекаемые запасы нефти, связанные с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов

Заинтересованность нефтяных Компаний в активном освоении залежей, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти (ТРИЗ), связана с необходимостью поддержания достигнутых уровней добычи по мере истощения запасов залежей с традиционными коллекторами.

Как ранее упоминалось в моей статье, термин «*трудноизвлекаемые запасы*» введен в 1970-е годы и означает запасы, заключенные в геологических пластах, особенности которых не позволяют рентабельно добывать нефть с помощью традиционных технологий [78].

Позднее, в процессе классификации ТРИЗ и разработки нормативно-правовой документации, формулировка уточнилась и расширилась. В своих работах авторы С.В. Клубков и Э.М. Халимов приводят следующее определение «*Трудноизвлекаемые запасы нефти* – запасы нефти залежей (месторождений, эксплуатационных объектов) или частей залежи, отличающихся неблагоприятными для извлечения геолого-физическими характеристиками и условиями залегания нефти. Для добычи ТРИЗ требуются повышенные затраты материальных и финансовых средств, нетрадиционные технологии, специальное нефтепромысловое оборудование, дефицитные реагенты и материалы. Темпы извлечения, коэффициенты нефтеотдачи, экономическая эффективность их разработки существенно ниже показателей для залежей с традиционными запасами» [39, 111].

Из числа предусмотренных Законом Российской Федерации «О недрах» трех основных групп ТРИЗ [109]:

- 1 – связанные с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС);
- 2 – высоковыработанные месторождения;

3 – месторождения, находящиеся вдали от основных инфраструктурных объектов и/или в суровых климатических условиях).

В диссертационной работе рассматриваются ТРИЗ первой группы по принадлежности залежей к отложениям тюменской свиты с низкопроницаемыми коллекторами (абсолютная проницаемость по керну менее  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>).

В зарубежной терминологии трудноизвлекаемые запасы в низкопроницаемых коллекторах называют – Tight Oil Reservoirs. Как отмечают авторы Н.Н. Михайлов, Е.С. Туманова «нет четко установленных граничных значений абсолютной проницаемости для отнесения коллекторов к низкопроницаемому типу. Американские специалисты считают пределом  $10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, Китайские специалисты – в диапазоне  $(0,5...5) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, другие специалисты – менее  $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>» [58].

С.В. Клубков отмечает, что по оценкам Минприроды России на 2015 г.: из числа всех ТРИЗ, числящихся на государственном балансе Российской Федерации, значительную долю – 32 % составляют запасы тюменской свиты. Такую же долю – 31 % составляют низкопроницаемые залежи менее  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (Рисунок 1.1) [39].



Рисунок 1.1 – Распределение трудноизвлекаемых запасов по видам

В прогнозном профиле добычи нефти России к 2035 г. на уровне 500 млн тонн доля ТРИЗ составит около 80 млн тонн или 16 % (Рисунок 1.2) [39]. Полномасштабное промышленное освоение ТРИЗ имеет стратегическое значение в развитии отечественной нефтяной отрасли. Для новых, удаленных месторождений проблема освоения ТРИЗ дополнительно осложнена территориальными, климатическими и инфраструктурными факторами.

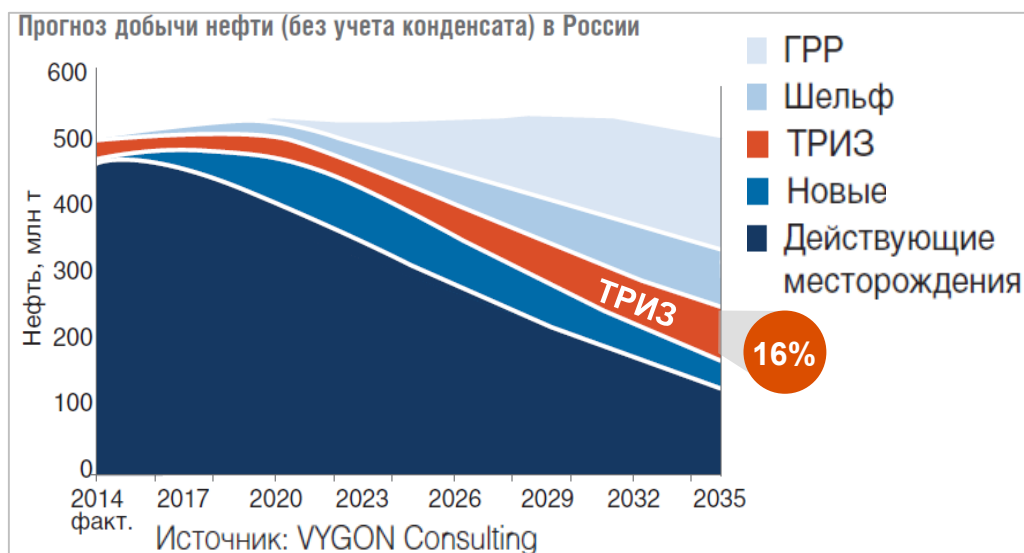


Рисунок 1.2 – Прогноз добычи нефти в России с учетом доли ТРИЗ

Для повышения рентабельности освоения ТРИЗ с 2013 года Налоговым кодексом Российской Федерации (НК РФ) предусмотрены льготы по снижению ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) «за счет применения коэффициента Кд, характеризующего степень сложности добычи. Порядок определения и применения коэффициента Кд установлен статьей 342.2 Федерального закона РФ от 23.07.2013 г. № 213-ФЗ» [65] и принимается:

1) равным 0,2 – при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости менее  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров;

2) равным 0,4 – при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости менее  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров;

3) равным 0,8 – при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых.

По временному периоду льготирования Федеральным законом предусмотрено следующее: «Коэффициент Кд в размере, установленном пунктами 1 - 3, применяется до истечения 180 налоговых периодов (месяцев), начинающихся

с 1 января года, в котором степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья превысила 1 %. По истечении указанного срока значение коэффициента принимается равным 1» [65].

Порядок определения показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины установлен приказом Минприроды России от 15.05.2014 г. № 218 [87].

По стратиграфической принадлежности тюменская свита относится к ТРИЗ с коэффициентом сложности добычи  $K_d$  равным 0,8 (пункт 3 статьи 342.2 НК [65]). С учетом утвержденного значения проницаемости менее  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и эффективной нефтенасыщенной толщины более 10 метров (в частности для Ем-Еговского лицензионного участка Красноленинского месторождения), коэффициент сложности добычи  $K_d$  приравнен к 0,4 (пункт 2 статьи 342.2 НК [65]).

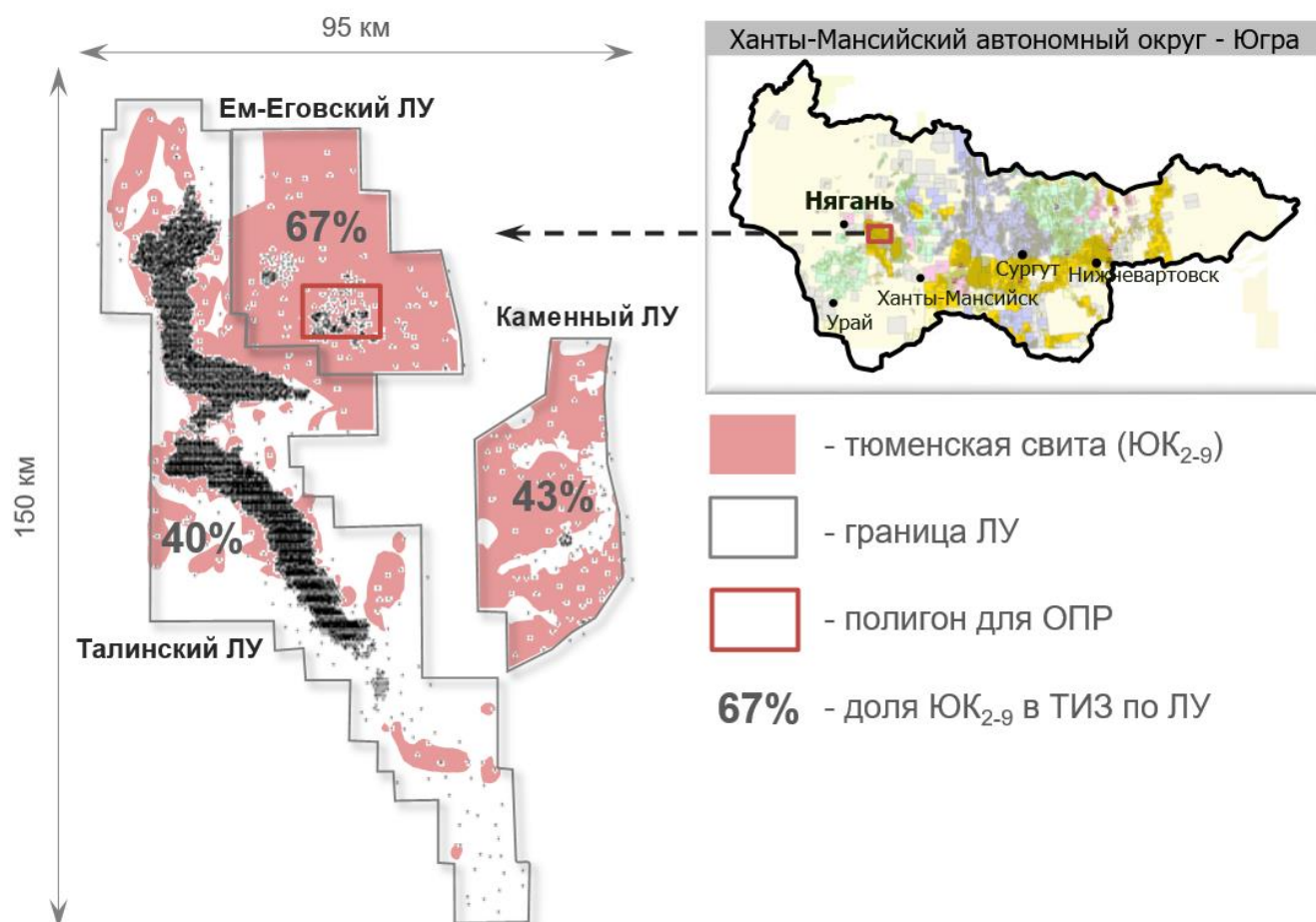


Рисунок 1.3 – Лицензионные участки АО «РН-Няганьнефтегаз»  
Красноленинского месторождения  
(по состоянию на 01.01.2020)

Диссертационное исследование посвящено совершенствованию технологии заводнения и разработки низкопроницаемых коллекторов на примере тюменской свиты уникального Красноленинского месторождения, расположенного на территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югра в районе г. Нягань (Рисунок 1.3). Опыт разработки, обзор применяемых технологий и результаты опытно-промышленных работ (ОПР) опубликованы в период с 2012 по 2022 год [29, 67, 75, 84, 96, 78, 79, 120].

Красноленинское месторождение в пределах трех лицензионных участков Талинский, Ем-Еговский и Каменный имеет протяженность 150 км в длину и 95 км в ширину (Рисунок 1.3). По состоянию на 01.01.2020 недропользователем является АО «РН-Няганьнефтегаз» ПАО «НК «Роснефть».

Отложения тюменской свиты рассматриваемых участков включают восемь геологических пластов ЮК<sub>2</sub>, ЮК<sub>3</sub>, ЮК<sub>4</sub>, ЮК<sub>5</sub>, ЮК<sub>6</sub>, ЮК<sub>7</sub>, ЮК<sub>8</sub> и ЮК<sub>9</sub>, объединенных в объект разработки ЮК<sub>2-9</sub>, и содержат 49 % текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) нефти Красноленинского месторождения в пределах трех ЛУ, из которых более 60 % относятся к категории В<sub>2</sub> и требуют доизучения (Рисунок 1.4) [78].

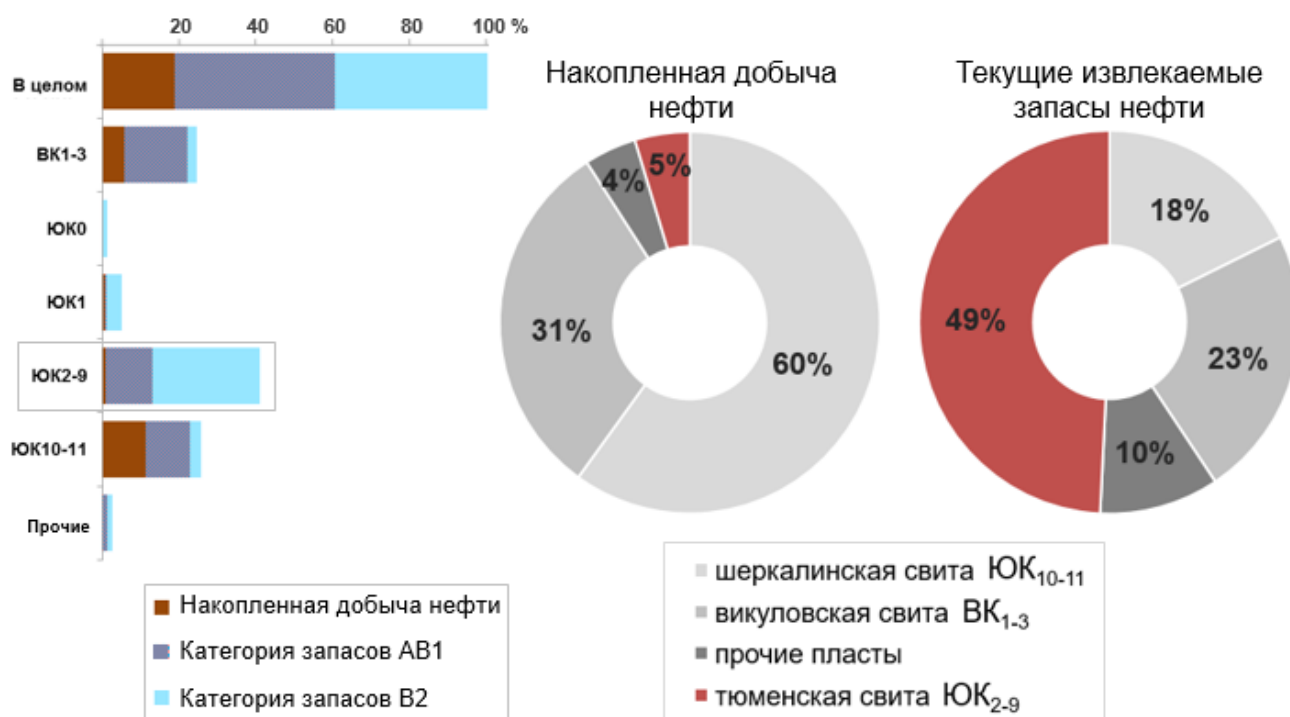


Рисунок 1.4 – Распределение накопленной добычи нефти и ТИЗ Красноленинского месторождения в пределах трех ЛУ (по состоянию на 01.01.2020)



При этом доля добычи из пластов тюменской свиты в накопленной добыче нефти Красноленинского месторождения (за 40 лет разработки) составляет всего 5 % (Рисунок 1.4), отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) промышленной категории АВ<sub>1</sub> – 7 %. По мере выработки запасов основных объектов ЮК<sub>10-11</sub> шеркалинской свиты и ВК<sub>1-3</sub> викуловской свиты, дальнейшее наращивание добычи нефти будет связано с освоением низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты за счет внедрения новых технологий в условиях предоставления налоговых льгот со стороны государства. На момент 2019 года, с учетом реализации предложенных решений по внедрению новой технологии ГС+МГРП и совершенствованию системы разработки, доля годовой добычи нефти ТРИЗ объекта ЮК<sub>2-9</sub> (1 726 тыс. т) достигла 25 % (Рисунок 1.5).

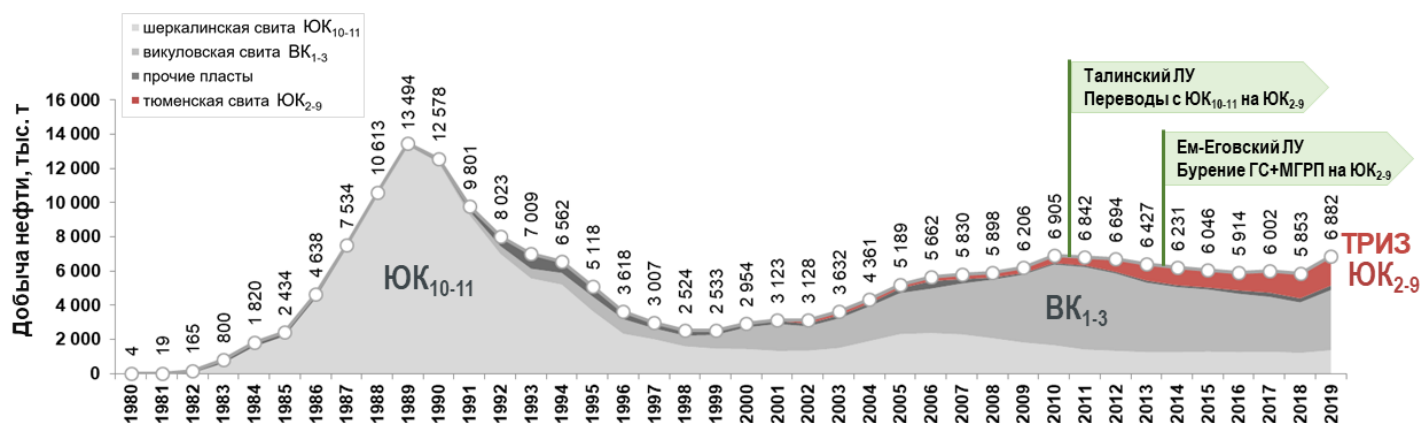


Рисунок 1.5 – Профиль добычи нефти Красноленинского месторождения в пределах Талинского, Каменного и Ем-Еговского участков

Полигоном, на котором проводились ОПР по внедрению современных технологий на тюменской свите Красноленинского месторождения, являлся Ем-Еговский ЛУ с наибольшей долей запасов ЮК<sub>2-9</sub> (67 %) в ТИЗ участка (Рисунок 1.3).

## 1.2 Геолого-физические особенности

Глубина залегания пластов ЮК<sub>2-9</sub> тюменской свиты Красноленинского месторождения достигает 2 400 м. Отложения имеют обширное площадное распространение и характеризуются сложным геологическим строением. По направлению к сводовым участкам рельефа по фундаменту (эрозионные

выступы доюрского основания) наблюдается сокращение толщин за счет выклинивания нижних частей разреза [44, 95].

Общая толщина отложений тюменской свиты изменяется от нуля в сводовых частях (выступ фундамента) до 150-200 м в пониженных участках рельефа, в среднем – 120 м. Толщина отдельных песчаных прослоев и линз варьирует преимущественно от 0,4 м до 6 м, в редких случаях достигает (7-9) м в зонах выдержанного коллектора (Рисунок 1.6) [66, 95].

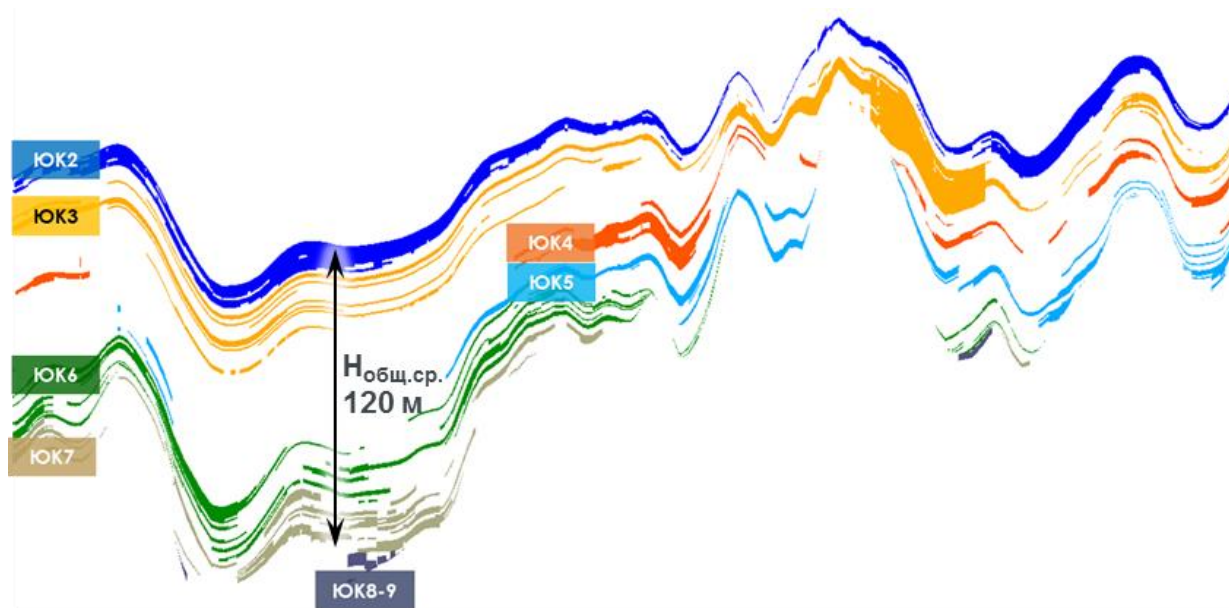
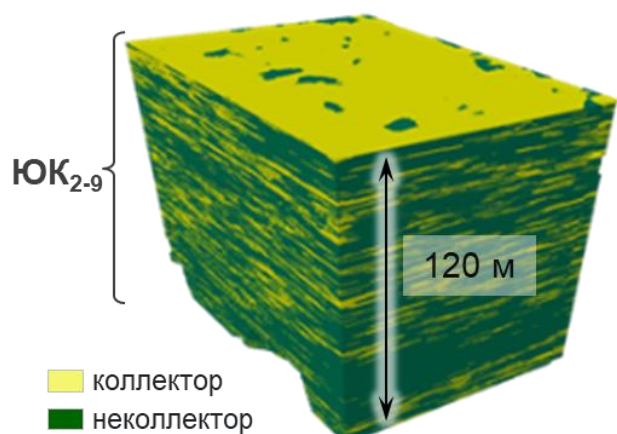


Рисунок 1.6 – Геологический разрез тюменской свиты

Авторами Н.В. Насоновой, Л.В. Лапиной и другими по данным седиментологического анализа установлено, что генезис пластов ЮК<sub>3-9</sub> носит континентальный характер, ЮК<sub>2</sub> – прибрежно-морской. «Основные коллекторы представлены алеврито-песчаными породами, формировавшимися в обстановках речных русел: от меандрирующих (пласты ЮК<sub>3</sub>, ЮК<sub>5-7</sub>) до спрямленных (ЮК<sub>4</sub>). При этом вмещающими непроницаемыми или слабопроницаемыми породами для русловых песчаников являются озерно-пойменные отложения. Основные коллекторы пласта ЮК<sub>2</sub> представлены маломощными алеврито-песчаными отложениями заливной дельты» [66].

Авторы Т.Н. Смагина, М.А. Волков и другие отмечают, что «среднеюрские песчано-алевритовые образования имеют линзовидное строение и существенно неоднородны по литологическому составу как по разрезу (расчлененность достигает 29 ед.), так и по латерали» (Рисунок 1.7) [95].



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

Рисунок 1.7 – Фрагмент куба литологии и геолого-физические характеристики пластов ЮК<sub>2-9</sub> тюменской свиты

В одной из моих публикаций с соавторами детально описано, что по литолого-фациальному составу тюменская свита представляет собой толщу переслаивания коллекторов (песчаники средне-мелкозернистые, песчаники мелкозернистые глинистые, алевролиты разнозернистые, песчаники мелкозернистые с карбонатно-глинистым цементом) и неколлекторов (аргиллиты, алевролиты глинистые, карбонатные породы кальцит-доломитового состава, угли) (Рисунок 1.8). Коллекторские свойства зависят от минерального состава породы, типа цемента, структурного положения, глубины залегания, удаленности от зоны выклинивания в сводовых частях площади и других факторов.

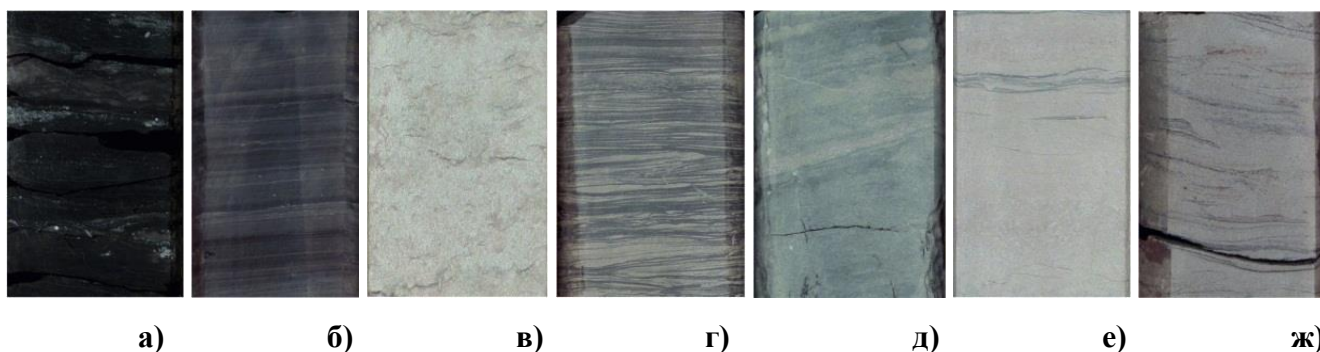


Рисунок 1.8 – Фото керн в дневном свете основных пород пластов ЮК<sub>2-9</sub>

а) – угли, б) – аргиллиты, в) – карбонатные песчаники и алевролиты, г) – алевролиты с прослоями аргиллитов, д) – алевролиты мелкозернистые, е, ж) – песчаники от мелкозернистых до среднезернистых

Породы, относящиеся к неколлектору, отличаются минимальной пористостью (менее 8 %) и проницаемостью (менее  $0,2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>), высокой воднасыщенностью (более 70 %).

Результаты исследований кернового материала свидетельствуют о том, что проницаемость коллекторов тюменской свиты Ем-Еговского участка составляет  $(0,1-5,0) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, редко встречаются высокопроницаемые (до  $100 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и выше) прослойки песчано-гравелитовых пород. Стандартная зависимость проницаемости от пористости по керну (Кпр-Кп) характеризуется низкой корреляцией (менее 0,6) из-за значительного разброса точек в облаке данных (Рисунок 1.9).

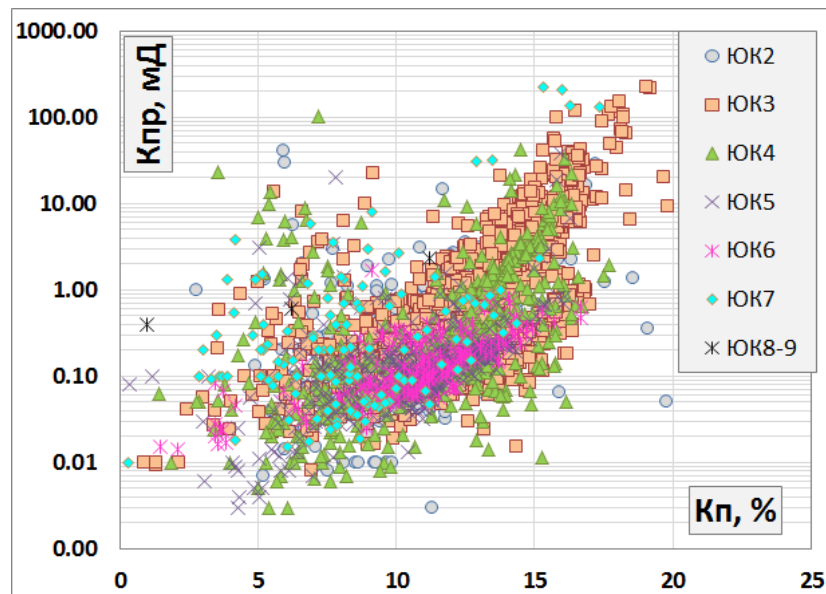


Рисунок 1.9 – График зависимости абсолютной газопроницаемости от пористости по керну пластов ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского участка

Прямое сопоставление проницаемости по кривым геофизических исследований скважин (ГИС) и газопроницаемости по керну показывает, что точки располагаются вдоль линии равных значений, коэффициент корреляции  $R=0,74$  (Рисунок 1.10). Результаты расчета проницаемости по ГИС не занижены, а в области граничного значения коллектор-неколлектор несколько завышены. Это связано с тем, что в выделенных интервалах коллекторов по ГИС есть образцы керна с низкими значениями Кпр [72].

Согласно приказу Минприроды России от 15.05.2014 г. № 218 «с целью исключения влияния процента выноса и способа отбора образцов керна, средняя по залежи абсолютная газопроницаемость определяется по данным геофизических исследований скважин с использованием двухмерных петрофизических связей проницаемости (Кпр) от пористости (Кп) или от других параметров, например, глинистости, сопротивления, остаточной водонасыщенности (Кво)» [87].

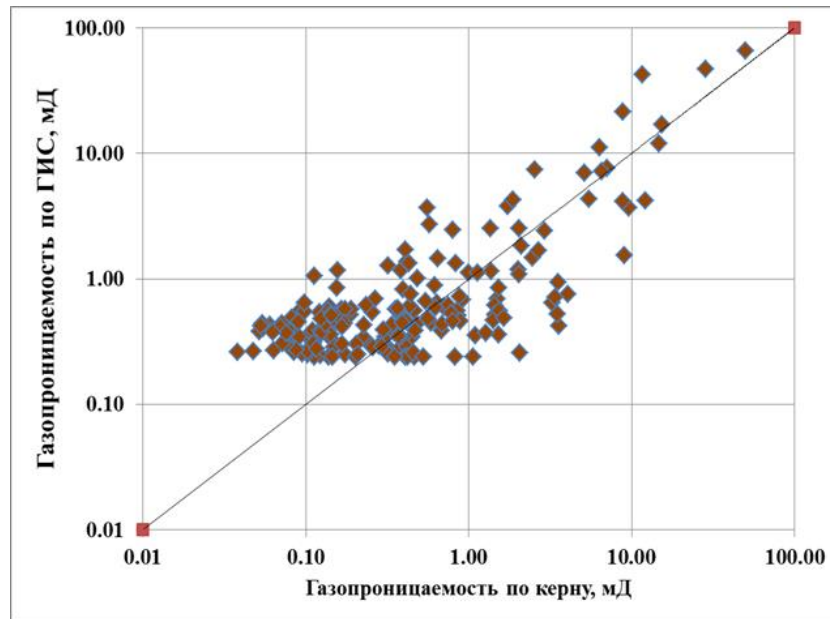


Рисунок 1.10 – График сопоставления проницаемости по ГИС и керну коллекторов тюменской свиты Ем-Еговского участка

Среднее значение  $K_{пр}$  пластов ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского участка принято равным  $1,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> по результатам ГИС через пересчет по зависимости  $K_{пр}$  от  $K_{во}$ , полученной по керну для двух диапазонов остаточной водонасыщенности:  $K_{во} > 0,35$  и  $K_{во} < 0,35$  (Рисунок 1.11). Зависимость  $K_{пр} = f(K_{п})$  не использовалась в связи с низким коэффициентом корреляции (менее 0,6), что не удовлетворяет требованиям приказа Минприроды России от 15.05.2014 г. № 218 [72, 87].

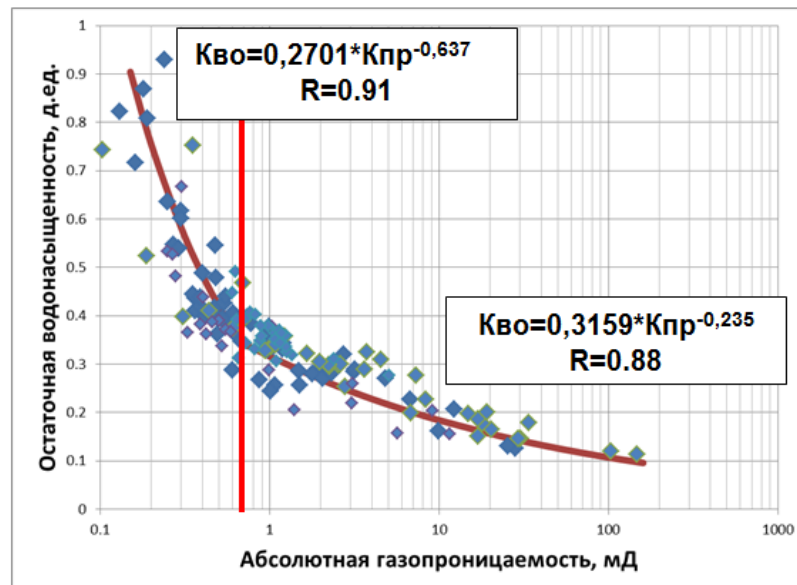


Рисунок 1.11 – Зависимость остаточной водонасыщенности и абсолютной газопроницаемости по керну пластов тюменской свиты Ем-Еговского участка

На образцах керн, отобранных из пластов ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского участка проведено 356 капилляриметрических исследований, из них: 227 – методом центрифугирования, 129 – методом полупроницаемой мембраны. По результатам исследований построены кривые капиллярного давления (Рисунок 1.12). Получено распределение пор по размерам для каждого образца, оценено удельное электрическое сопротивление (на каждой ступени давления) и значение остаточной водонасыщенности [27].

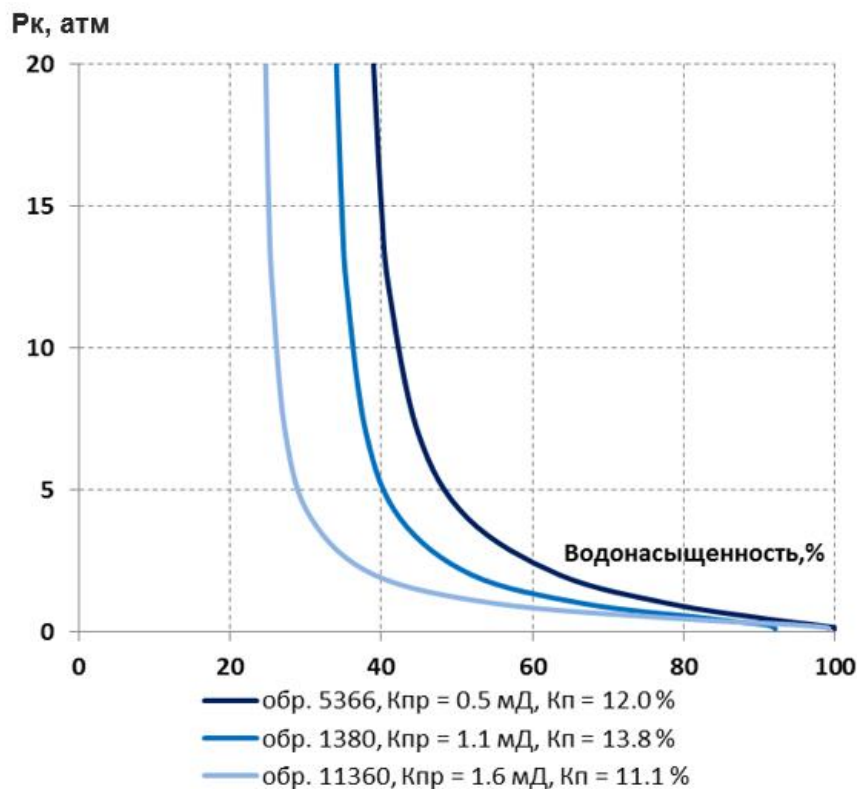


Рисунок 1.12 – Кривые капиллярного давления пластов ЮК<sub>2-9</sub>  
(на примере трех образцов керн разной газопроницаемости)

Построено распределение объемной доли капилляров по радиусу пор и доли их участия в фильтрации (Рисунок 1.13). В целом по пластам ЮК<sub>2-9</sub> отмечается:

- структура порового пространства обуславливает снижение фильтрационных характеристик пород за счет создаваемых капиллярных давлений;
- доля пор, участвующих в фильтрации, составляет лишь 45 % в виду отсутствия крупных каналов (доля пор радиусом менее 1 мкм составляет около 55 %).

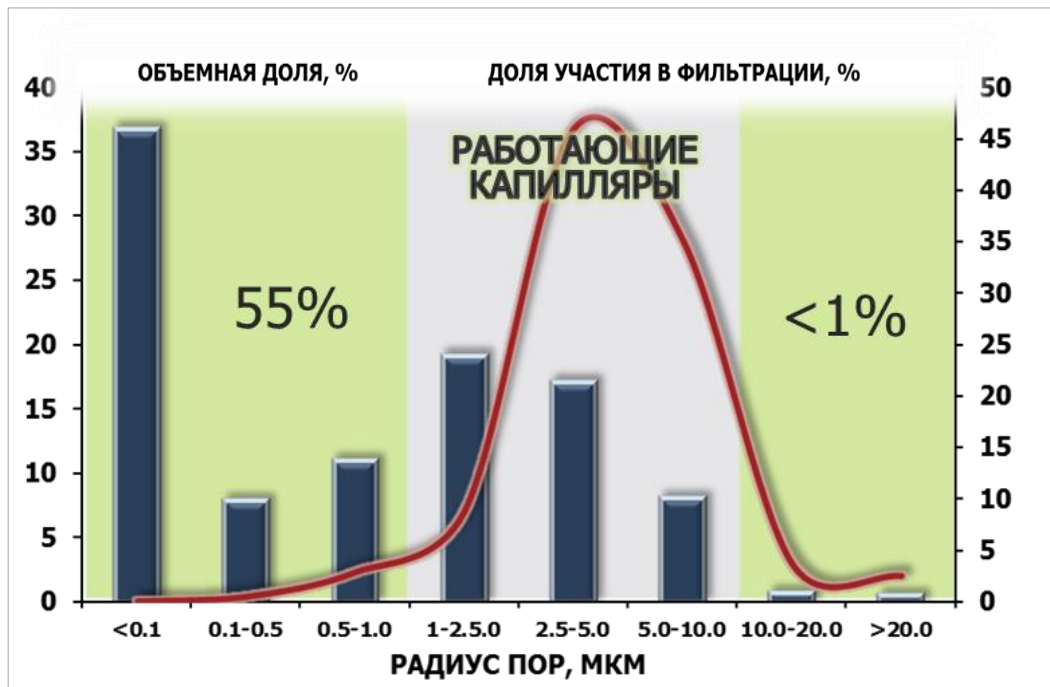


Рисунок 1.13 – Распределение объемной доли капилляров по радиусу пор (гистограмма) и доли работающих капилляров (график) на пластах ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского участка

С целью определения значения остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти водой для низкопроницаемых коллекторов (менее  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) проанализированы результаты 141 эксперимента на образцах керна пластов ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского участка, отобранных из 19 скважин. Анализ полученных результатов показал слабую взаимосвязь остаточной ( $K_{он}$ ) и начальной нефтенасыщенности ( $K_{нн}$ ), а также коэффициента вытеснения ( $K_{выт}$ ) от проницаемости ( $K_{пр}$ ). Наиболее устойчивая связь наблюдается между начальной нефтенасыщенностью ( $K_{нн}$ ) и коэффициентом вытеснения ( $K_{выт}$ ) (Рисунок 1.14). С учетом полученной зависимости (1.1) при начальной нефтенасыщенности 0,500 д. ед. коэффициент вытеснения составляет 0,406 д. ед., остаточная нефтенасыщенность – 0,297 д. ед.

$$K_{\text{выт}} = 0.4945 * \ln(K_{\text{нн}}) + 0.7488. \quad (1.1)$$

Полученные результаты хорошо согласуются с показателями, описанными А.Н. Яниным и другими авторами в одной из публикаций, где «коэффициент вытеснения нефти для особо низкопроницаемых пластов месторождений Западной Сибири рассчитывается по формуле (1.2) при начальной нефтенасыщенности

от 0,430 д. ед. до 0,680 д. ед. (в среднем – 0,560 д. ед.). Коэффициент вытеснения варьирует от 0,363 д. ед. до 0,548 д. ед. (в среднем – 0,445 д. ед.). Остаточная нефтенасыщенность изменяется от 0,220 д. ед. до 0,364 д. ед. (в среднем – 0,303 д. ед.)» [129].

$$K_{\text{выт}} = 0.4767 * K_{\text{нн}} + 0.1802. \quad (1.2)$$

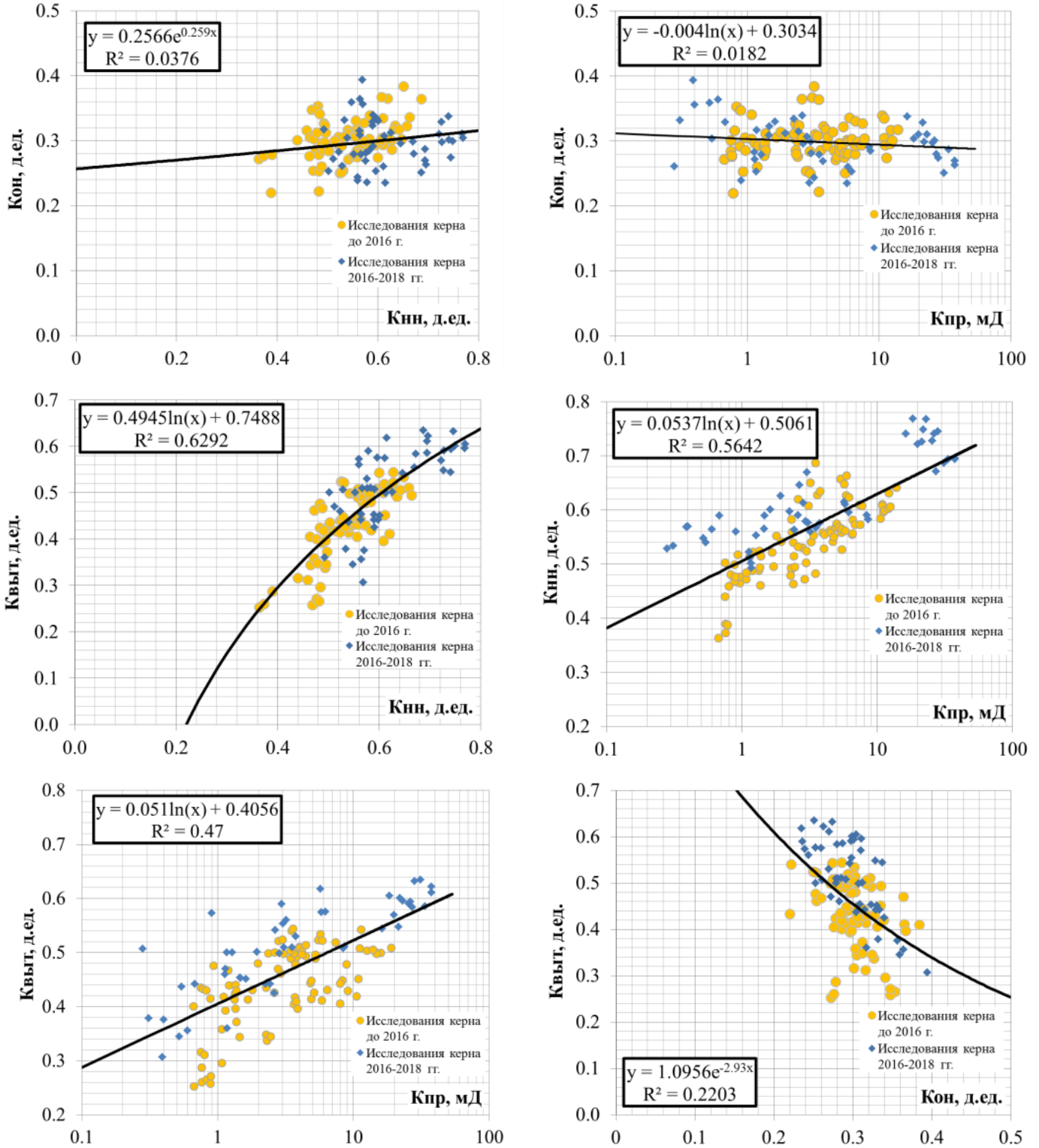


Рисунок 1.14 – Корреляционные зависимости  $K_{\text{он}}$ ,  $K_{\text{выт}}$ ,  $K_{\text{нн}}$  от ФЕС.

Пласты ЮК<sub>2-9</sub> ЕМ-Еговского участка



Выводы авторов А.Н. Янина и М.М. Биккулова в работе [134], полученные по результатам обобщения лабораторных исследований низкопроницаемых образцов керна Приобского месторождения, также подтверждают целесообразность использования зависимости  $K_{вйт}$  от  $K_{нн}$ , так как зависимость  $K_{вйт}$  от  $K_{пр}$  при низких значениях  $K_{пр} = (1...10) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  приводит к резкому завышению  $K_{вйт}$ : в диапазоне  $(1...2,5) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  – на (91-47) %, в диапазоне  $(2,5...5) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  – на (47-25) %, в диапазоне  $(5...10) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  – на (25-15) %. Авторы отмечают, что критическая проницаемость  $K_{пр}$ , ниже которой в слабопроницаемых пластах начинает проявляться эффект нелинейной фильтрации жидкости (детально вопрос освещен в работах [7, 58, 106, 112, 125]), в явном виде на графике зависимости  $K_{вйт}$  от  $K_{пр}$  не обнаружена. Данное заключение справедливо также для низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты Ем-Еговского участка Краснolenинского месторождения (Рисунок 1.14).

Таким образом, геологическими особенностями пластов ЮК<sub>2,9</sub> тюменской свиты Краснolenинского месторождения являются:

- глубина залегания (до 2 400 м),
- высокий этаж нефтеносности (в среднем – 120 м);
- континентальные условия осадконакопления;
- высокая расчлененность и неоднородность коллекторов по площади;
- низкая связность коллекторов (песчанистость в среднем – 15 %);
- низкая проницаемость коллекторов (менее  $2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ );
- ухудшение ФЕС с увеличением глубины залегания;
- зависимость коэффициента нефтенасыщенности от ФЕС;
- наличия глинистых минералов в составе пород коллекторов;
- низкая доля пор, участвующих в фильтрации (около 45 %);
- слабая зависимость коэффициента проницаемости от пористости по керну;
- устойчивая связь проницаемости и остаточной водонасыщенности керна;
- слабая зависимость остаточной нефтенасыщенности от начальной;
- слабая зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости;
- устойчивая зависимость коэффициента вытеснения от нефтенасыщенности.

### 1.3 Изученность отложений

Как отмечалось в разделе 1.1, наиболее перспективным участком залегания ТРИЗ тюменской свиты на Красноленинском месторождении является Ем-Еговский ЛУ. При этом участок характеризуется низкой степенью изученности и разведанности запасов, доля категории В<sub>2</sub> составляет 60 %.

Несмотря на то, что за период 2012-2017 гг. по 85 % площади выполнены 3D сейсморазведочные работы, пробурено около 100 поисково-разведочных и 300 эксплуатационных скважин (Рисунок 1.15), проведены петрофизические исследования более чем 4 000 образцов керна, исходных геологических данных для уверенной реализации программы эксплуатационного бурения не достаточно. Стандартные подходы к подготовке объекта к буровым работам не обладают высокой эффективностью [29].

Мной и соавторами в публикации 2019 года «Опыт разработки низкопроницаемых коллекторов...» детально описано, что для цели повышения изученности и снятия неопределённостей при бурении горизонтальных скважин необходимо проводить современный стандартный комплекс ГИС, включающий:

- *гамма-каротаж (ГК)* – для выделения коллекторов, оценки глинистости;
- *многозондовый индукционный каротаж (ВИКИЗ)* – для оценки удельного электрического сопротивления и расчета К<sub>нн</sub>;
- *лито-плотностной каротаж (ГГКлп)* – для расчета пористости и оценки влияния акцессорных минералов (пирита, угля, сидерита);
- *нейтронный каротаж (НК)* – для литологического расчленения разреза, расчета пористости и углистости по разрезу;
- *16 секторный гамма-гамма плотностной азимутальный имидж (ГГКп)* – для определения углов залегания интервалов коллекторов, выделение разломов, геостиринг в процессе бурения скважины;
- *фракционный состав шлама* – для подтверждения оперативных материалов по интерпретации ГИС;
- *газовый каротаж* – для экспресс-оценки перспективных интервалов.

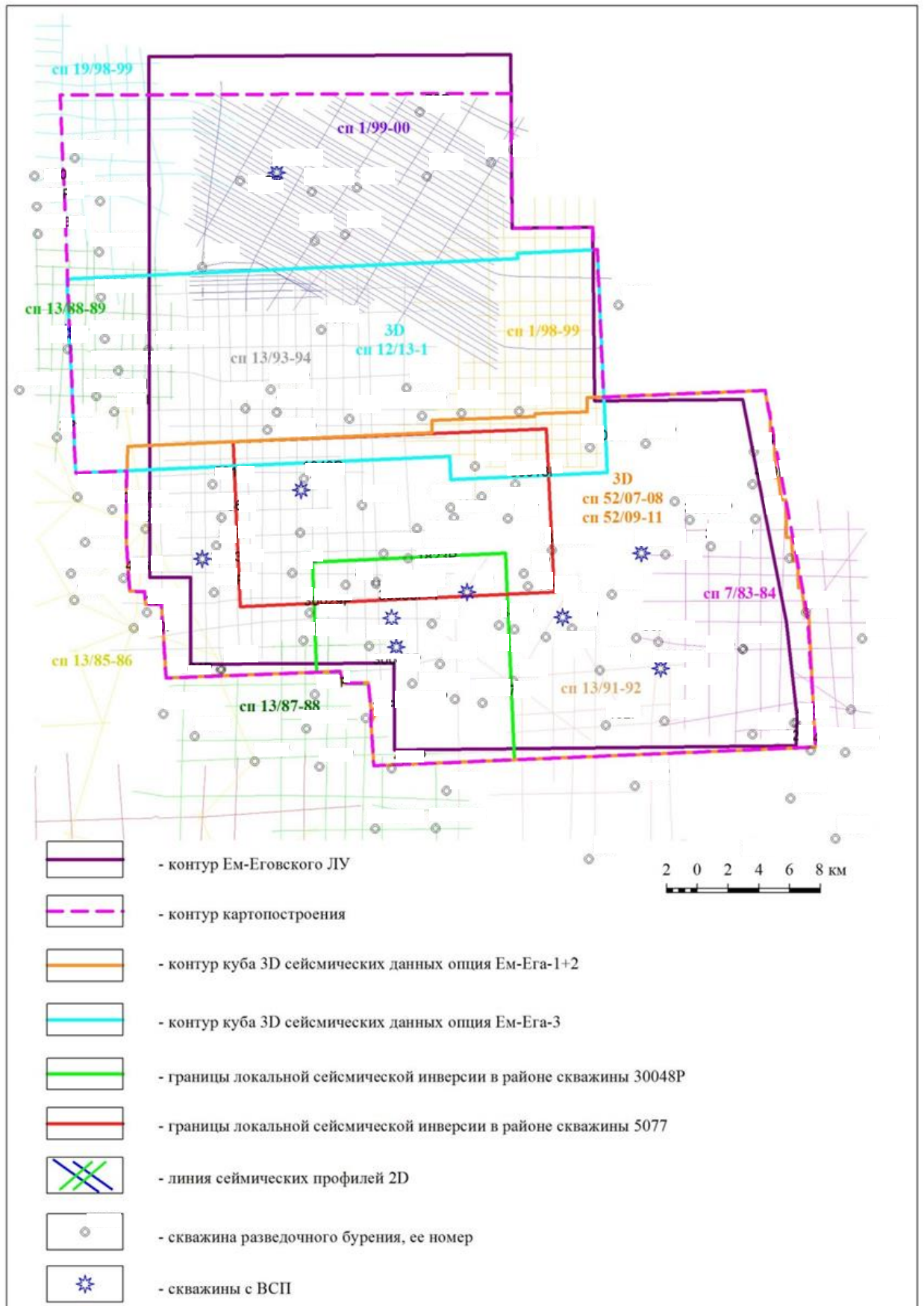


Рисунок 1.15 – Состояние изученности Ем-Еговского ЛУ сейсморазведочными работами и поисково-разведочным бурением

Кроме того, в статье отмечено, что на каждой кустовой площадке предусмотрено бурение наклонно-направленной скважины (ННС) с отбором керна и расширенным комплексом ГИС, включающим:

- *ядерно-магнитный каротаж (ЯМК)* – для оценки пористости, остаточной водонасыщенности, распределение пор по размеру;
- *электрический микросканер (микроимиджеры)* – для оценки структурных углов залегания коллекторов, оценки трещиноватости, оценки слоистой глинистости;
- *импульсный нейтрон-гамма спектрометрический каротаж (ИНГКс)* – для оценки полиминерального состава пород;
- *широкополосный акустический каротаж (АКШ)* – для оценки петроупругих свойств и привязки к 3D сейсмике;
- *гидродинамический каротаж и испытатель пластов на кабеле (ГДК и ОПК)* – для оценки проницаемости и отбора пластового флюида.

Проведение исследований керна и ГИС в комплексе позволяет повысить точность выделения фаций и петротипов, точность определения коллекторов и неколлекторов, учесть влияние слоистой глинистости, минимизировать погрешность расчета пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности.

На основе данных сейсмического, седиментологического и петрофизического анализов в модели пластов ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского участка выделены основные фациальные комплексы, такие как русловые отложения, конусы выноса (пески разливов), озерные дельты и пойменные отложения болот (Рисунок 1.16). Наиболее продуктивными и перспективными являются русловые отложения с эффективными нефтенасыщенными толщинами от 4 до 12 м, лучшими ФЕС (проницаемость  $(0,5-5,0) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, пористость (13-14) %) и большей связностью коллекторов.

Сейсмические кубы во временном и глубинном масштабах, полученные по результатам обработки и интерпретации сейсморазведочных работ 3D, в совокупности с использованием набора кубов атрибутов позволяют повысить достоверность прогноза фациально-изменчивых пластов тюменской свиты.

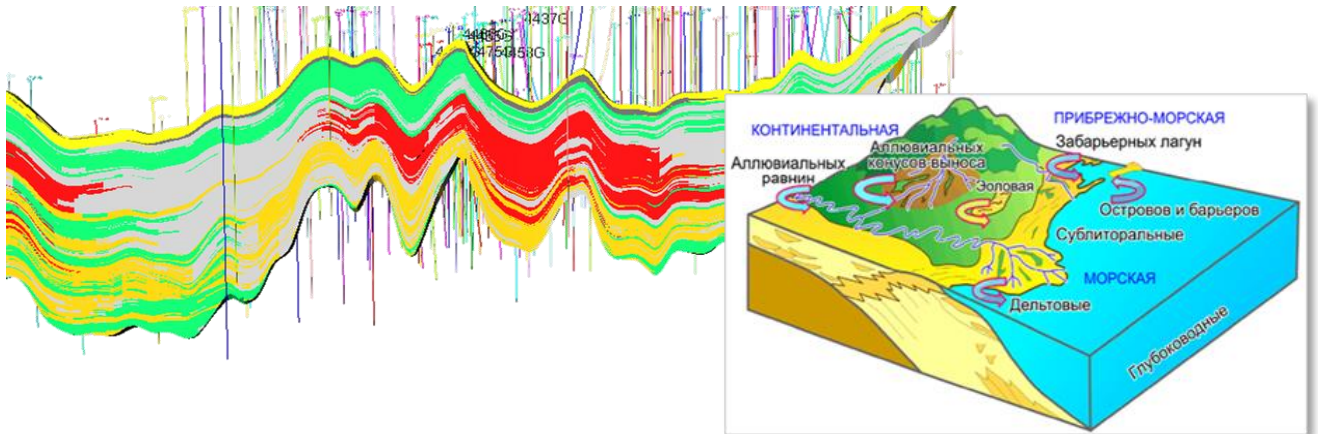


Рисунок 1.16 – Фациальная модель тюменской свиты Ем-Еговского ЛУ

При увязке данных различных масштабов (сейсмика, ГИС, керн) установлено, что ширина русловых каналов не превышает 1000 м. С учетом этого фациальная модель является необходимым инструментом для повышения качества прогноза перспективных районов бурения ГС с МГРП и подтверждаемости плановых дебитов. Так на Ем-Еговском участке с использованием фациальной модели пробурено 209 успешных скважин (по состоянию на 01.01.2020). Успешность бурения составила 79 % по запусковому дебиту нефти ННС с ГРП > 15 т/сут и ГС с МГРП > 40 т/сут.

#### 1.4 Проблемы разработки

Разработка объекта ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского участка началась в 1981 году. По прошествии 40 лет отбор от НИЗ промышленной категории не превышает 10 %, что свидетельствует о сложности освоения трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты. В начальный период на объект ЮК<sub>2-9</sub> бурились единичные вертикальные

скважины, которые характеризовались низкой удельной накопленной добычей нефти – менее 10 тыс. т, что не обеспечивало окупаемости затрат на бурение и эксплуатацию скважин. Требовалось применение новых технологий и обоснование системы разработки с организацией заводнения для поддержания пластового давления и эффективной выработки ТРИЗ.

Опыт разработки объекта ЮК<sub>2,9</sub> Ем-Еговского участка Красноленинского месторождения [25, 29, 67, 75, 78, 79, 96, 120], а также низкопроницаемых объектов ряда других месторождений, преимущественно в Западной Сибири: СЛТ Приобского (АС<sub>10-12</sub>), Приразломное (БС<sub>4-5</sub>), Малобалыкское (Ачимовская толща), Омбинское (Ю<sub>2</sub>), Северо-Хохряковское ПАО «НК» «Роснефть» [5, 15, 101]; ЮЛТ Приобского (АС<sub>10-12</sub>) ООО «Газпромнефть-Хантос» [116, 119, 133, 135]; Восточно-Сургутское, Русскинское, Савуйское, Родниковое ОАО «Сургутнефтегаз» [41, 99]; Тайлаковское ОАО «НГК «Славнефть» [126]; им. В. Н. Виноградова (АС<sub>3</sub>) АО «РИТЕК», ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» [36, 106, 107]; им. А. Усольцева (Имилорское), Тевлинско-Русскинское, Северо-Конитлорское, Кочевское, Северо-Кочевское ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»; Майское (Ю<sub>11-15</sub>) Томской области ООО Альянснефтегаз [62], выявил ряд проблем:

- сложность выделения объектов разработки;
- высокую неопределенность прогноза коллекторов и ФЕС (Рисунок 1.17);
- низкую подтверждаемость распространения коллекторов (Рисунок 1.17);
- низкую эффективность строительства и дальнейшей эксплуатации ГС с МГРП (низкая проходка ГС по коллектору) (Рисунок 1.22);
- неполное вовлечение запасов по разрезу (Рисунок 1.22);
- низкие продуктивность скважин и стартовые дебиты (Рисунок 1.19);
- высокие темпы падения дебитов (Таблица 1.1, Рисунок 1.23);
- нерентабельную накопленную добычу нефти на скважину;
- слабую взаимосвязь между добывающим и нагнетательными скважинами;
- низкую эффективность системы заводнения (Рисунок 1.24);
- влияние регионального стресса на эффективность заводнения;
- прорывы закачиваемой воды при организации системы заводнения.

Геологические особенности обуславливают проблематику бурения и освоения скважин. Отмечается низкая подтверждаемость литологии планового разреза при бурении. Яркий пример неподтверждения выделен красным контуром (Рисунок 1.17). По плану ожидалось наличие коллекторов, по факту получена «сухая» скважина. Встречались случаи необходимости перебуривания до 4-х стволов, чтобы встретить коллектор.

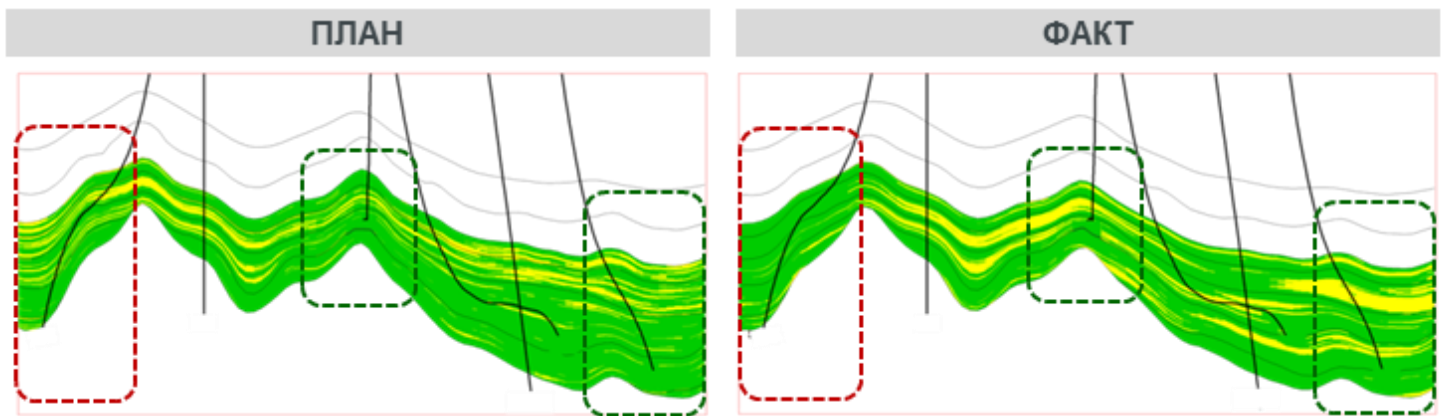


Рисунок 1.17 – Плановый и фактический срезы куба литологии, демонстрирующие пример неподтверждения прогноза при бурении скважин

на объект ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского ЛУ

*(красный контур – неподтверждение прогноза в сторону ухудшения, зеленый контур – неподтверждение прогноза в сторону улучшения)*

Первые попытки освоение запасов тюменской свиты Ем-Еговского участка (в период 1981-2000 гг.) оказались неуспешными в силу того, что запускные дебиты наклонно-направленных скважин (ННС) составляли в среднем 2 т/сут. Проведение гидроразрыва пласта (ГРП) позволило увеличить входной дебит нефти до 25 т/сут (Рисунок 1.18). С 2001 года технология ГРП тиражирована на все ННС. В работе для упрощения анализируется величина дебита нефти, поскольку на объекте ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского участка, в условиях чисто нефтяной зоны (ЧНЗ), входная обводненность продукции скважин низкая (до 5%-10 %) и дебит жидкости сопоставим с дебитом нефти.

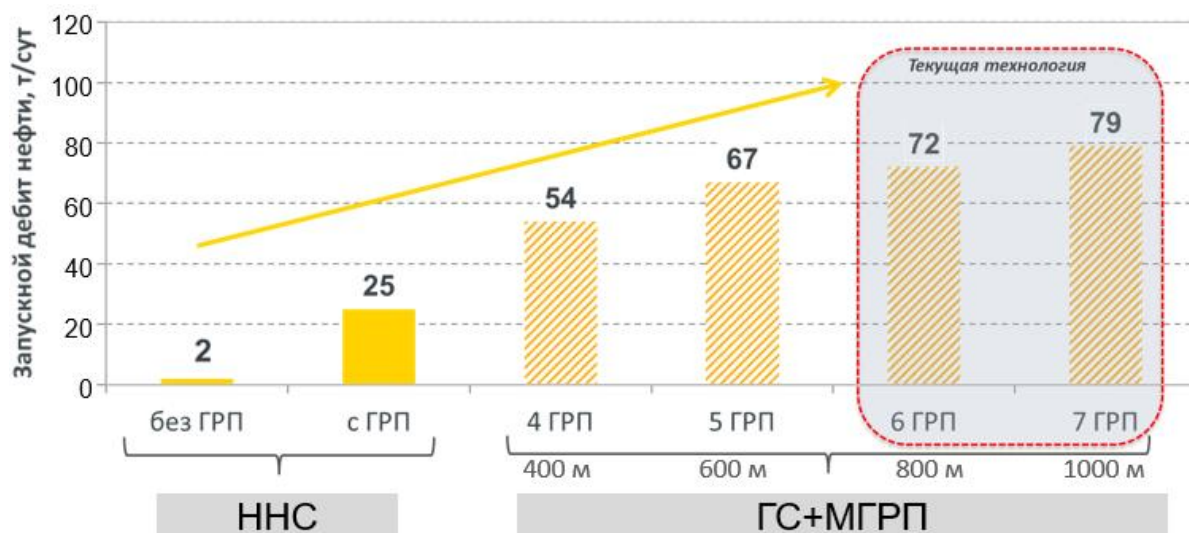


Рисунок 1.18 – Эволюция изменения запускового дебита нефти ННС и ГС с внедрением новых технологий на объекте ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского ЛУ

С внедрением технологии ГС с МГРП стартовый дебит нефти увеличился до 54 т/сут. Нарращивание длины горизонтальной части ствола от 400 м до 1000 м и количества стадий ГРП от 4 до 7 позволяет увеличить стартовый дебит нефти до 79 т/сут (Рисунок 1.18).

По всем ННС с ГРП средний стартовый дебит жидкости – 33 м<sup>3</sup>/сут, средний стартовый дебит нефти – 25 т/сут; по технологии ГС с МГРП (с учетом разных длин горизонтальной части стволов и количества стадий ГРП) средний стартовый дебит жидкости – 71 м<sup>3</sup>/сут, средний стартовый дебит нефти – 57 т/сут (Рисунок 1.19).

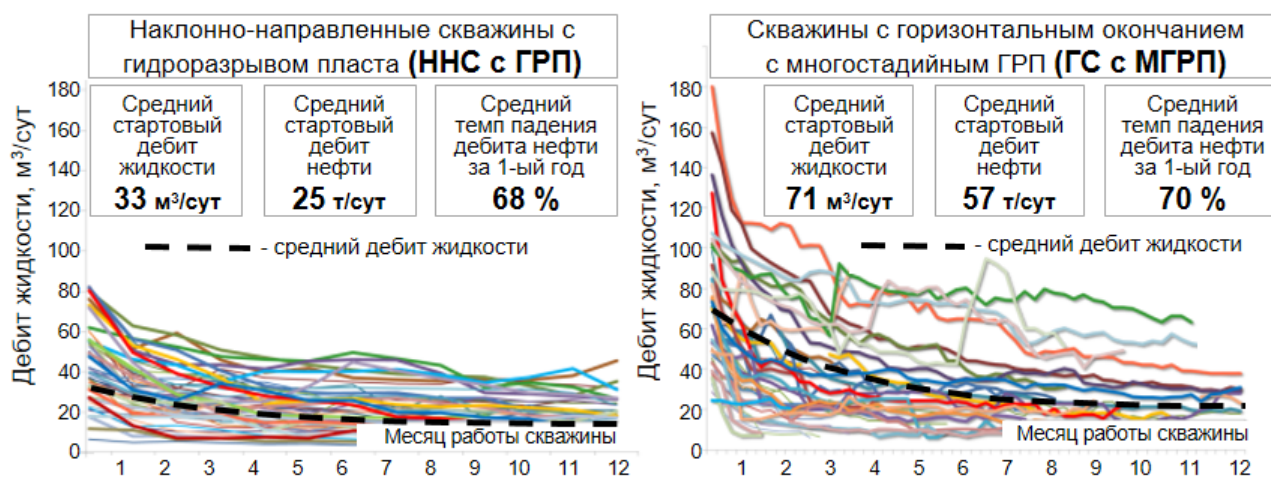


Рисунок 1.19 – Динамика дебитов жидкости ННС с ГРП и ГС с МГРП (цветными линиями показаны дебиты разных скважин объекта ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского участка Красноленинского месторождения)



При строительстве горизонтальных скважин на пласты тюменской свиты Красноленинского месторождения используется нецементируемый хвостовик. Для проведения МГРП спускается компоновка с набухающими пакерами и раздвижными портами, которые активируются при помощи сёдел и шаров разного диаметра (Рисунок 1.20). Мощность насосных агрегатов составляет 70,0 МПа, скорость закачки рабочей жидкости (расход) от 2,5 м<sup>3</sup>/мин до 4 м<sup>3</sup>/мин, в среднем 3,3 м<sup>3</sup>/мин.



Рисунок 1.20 – Технология многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине

Одной из основных проблем разработки тюменской свиты Ем-Еговского участка горизонтальными скважинами с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП) является неполное вовлечение запасов по разрезу в виду ограниченной высоты трещины многостадийного ГРП – до 100 м при закачке до 120 тонн проппанта на стадию (Рисунок 1.21, Рисунок 1.22). В расчлененном разрезе объекта ЮК<sub>2,9</sub> траектория ГС характеризуется низкой эффективностью, так как большая часть ствола вскрывает неколлектор, что приводит к сложности инициации трещин МГРП.

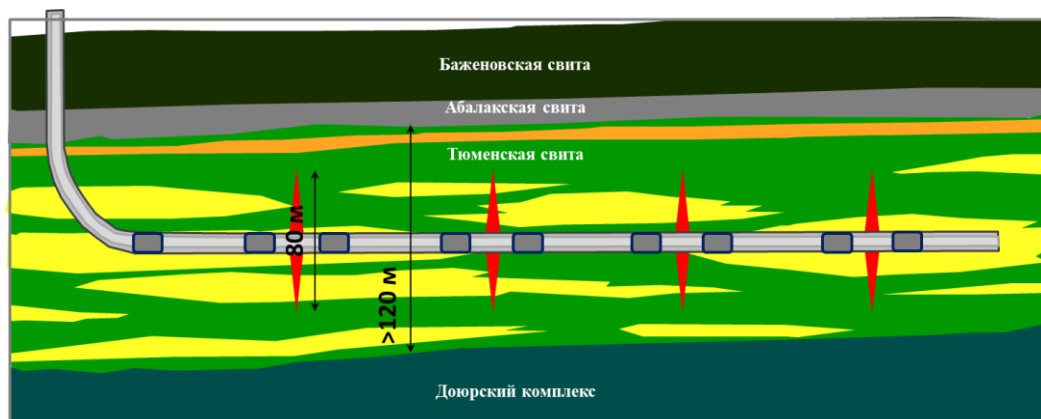


Рисунок 1.21 – Схематичный пример ГС с МГРП в расчлененном объекте ЮК<sub>2,9</sub>

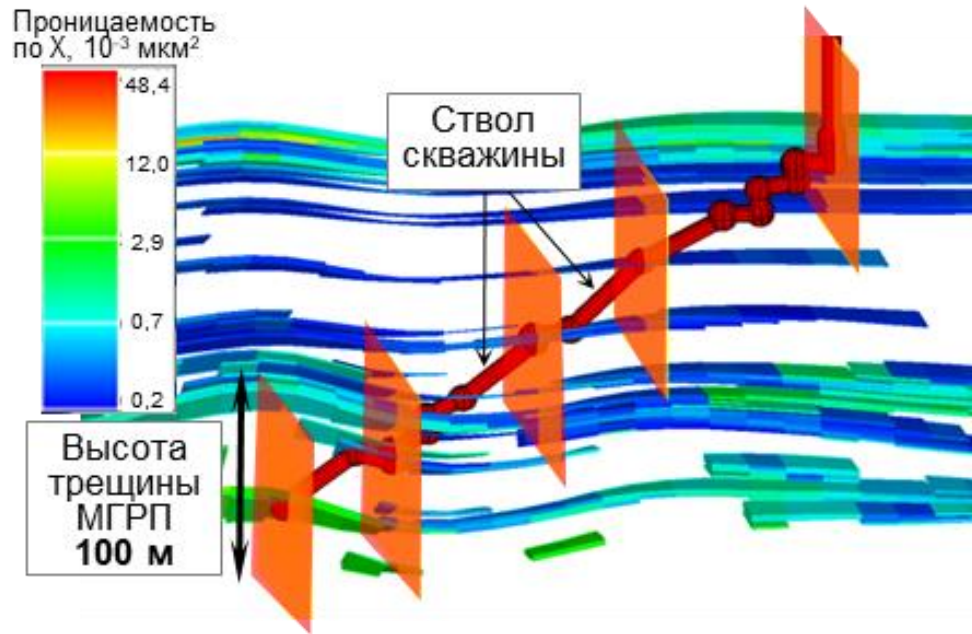


Рисунок 1.22 – Пример ГС с МГРП с неполным охватом коллекторов по разрезу тюменской свиты

Также, как показывает практика, для низкопроницаемых коллекторов объекта ЮК<sub>2,9</sub> характерна проблема высоких темпов падения дебитов (Таблица 1.1, Рисунок 1.23) и, как следствие, низких удельных накопленных отборов нефти на скважину [78], что не позволяет обеспечить рентабельность разработки. Представленные данные по темпам падения дебитов получены по анализу показателей 44 ННС с ГРП и 27 ГС с МГРП с непрерывной динамикой работы. За 1-ый год эксплуатации темпы падения ГС с МГРП незначительно выше темпов падения ННС с ГРП. Во 2-ой год разница в темпах падения увеличивается за счет более интенсивного процесса заводнения в системе наклонно-направленных скважин.

Таблица 1.1 – Сопоставление темпов падения дебитов нефти от входного дебита ННС с ГРП и ГС с МГРП объекта ЮК<sub>2,9</sub> Ем-Еговского ЛУ

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

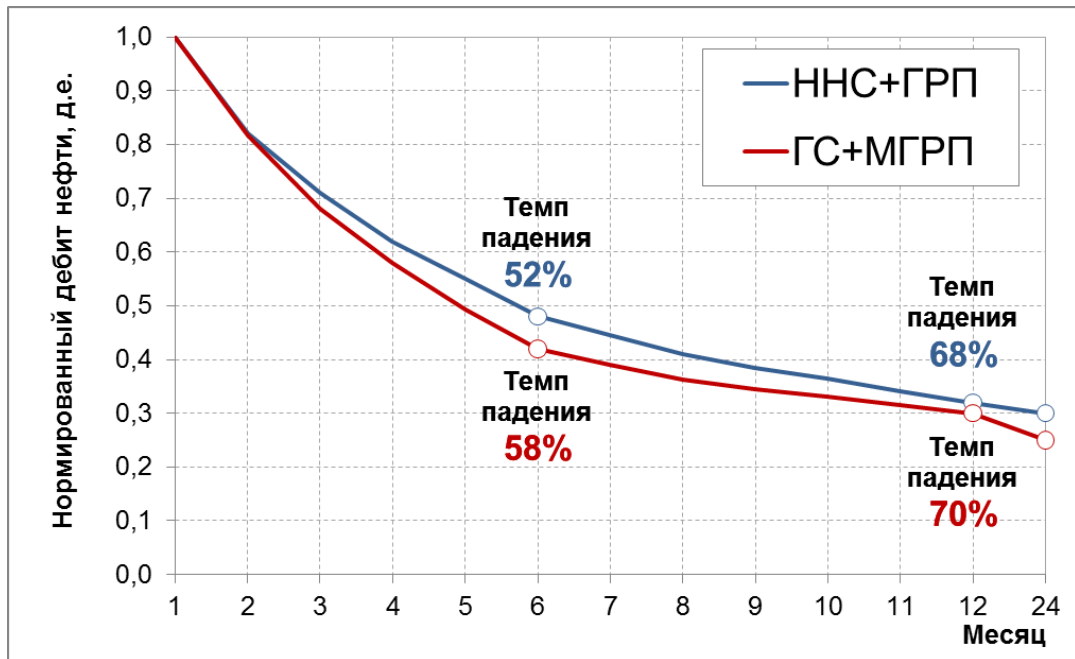


Рисунок 1.23 – Динамика снижения нормированного дебита нефти ННС с ГРП и ГС с МГРП на объекте ЮК<sub>2,9</sub> Ем-Еговского ЛУ

Причиной высоких темпов падения в низкопроницаемых коллекторах является низкая эффективность системы заводнения. Проявление эффекта от организации системы ППД менее выражено по сравнению с традиционными высоко- и среднепроницаемыми коллекторами (Рисунок 1.24). Идея схематического представления эффективности заводнения в традиционных и низкопроницаемых коллекторах почерпнута в работе В. Б. Карпова, Н. В. Паршина и др. [36]. Выводы, полученные в ходе исследования и наблюдения, полностью совпадают с выводами упомянутых авторов: «эффект значительно растянут во времени, проявляется позже, без существенного прироста от вытесняемого вала нефти, как в традиционных коллекторах» [36].

Кроме того, обеспечение целевой приемистости достигается за счет создания высокого давления нагнетания, что способствует формированию трещин автоГРП и приводит к прорывам закачиваемой воды к забоям добывающих скважин. По этим причинам зачастую принимается решение по эксплуатации рассматриваемых коллекторов на режиме истощения, при этом существенно недооценивается негативное влияние на конечный коэффициент извлечения нефти (разница в 1,5-2 раза).

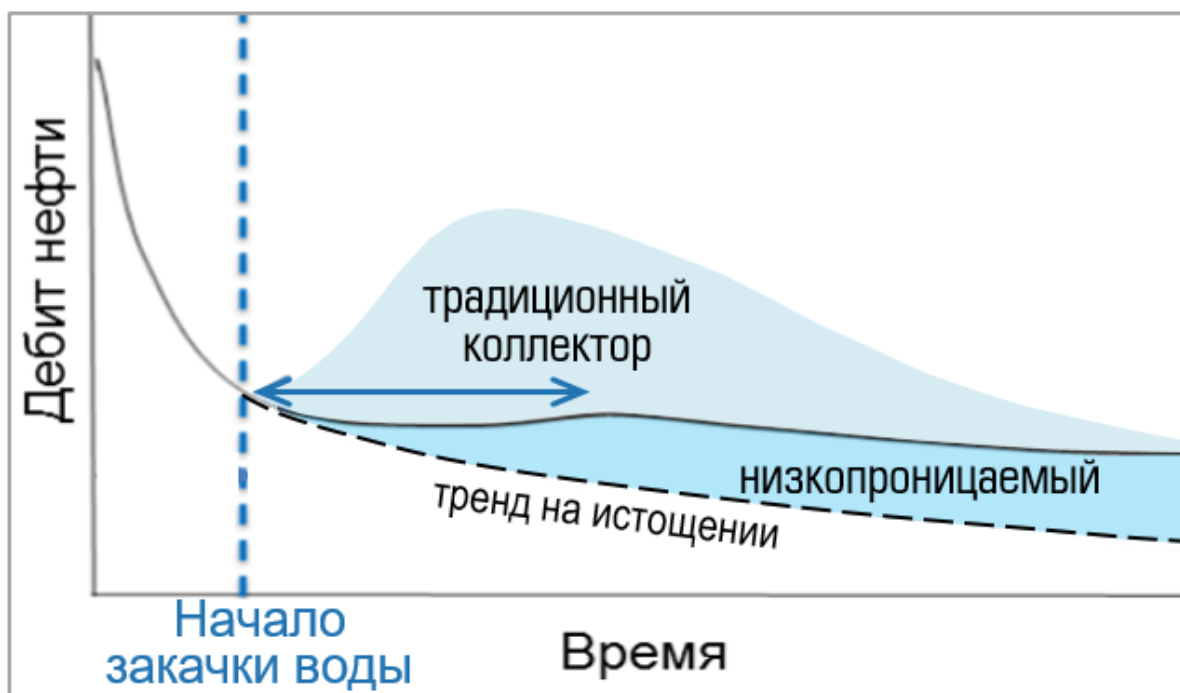


Рисунок 1.24 – Схематичное представление эффективности системы заводнения в традиционных и низкопроницаемых коллекторах

Таким образом, поиск решений выявленных проблем является актуальным направлением исследования для повышения эффективности технологии заводнения и разработки коллекторов тюменской свиты.

**Выводы к главе 1:**

1. Геологические особенности отложений тюменской свиты, такие как глубина залегания 2,4 км, высокий этаж нефтеносности в среднем 120 м, значительная неоднородность и расчленённость 29 ед., низкая проницаемость менее  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а также сложная структура порового пространства обусловили проблемы разработки.

2. Установлена слабая зависимость коэффициента проницаемости  $K_{пр}$  от пористости  $K_{по}$  по керну. Получена устойчивая связь проницаемости  $K_{пр}$  и остаточной водонасыщенности  $K_{во}$  в двух диапазонах ( $K_{во} > 0,35$  и  $K_{во} < 0,35$ ).

3. Анализ потоковых исследований показал слабую взаимосвязь остаточной ( $K_{он}$ ) и начальной нефтенасыщенности ( $K_{нн}$ ), а также коэффициента вытеснения ( $K_{выт}$ ) от проницаемости ( $K_{пр}$ ). Наиболее устойчивая связь наблюдается между начальной нефтенасыщенностью ( $K_{нн}$ ) и коэффициентом вытеснения ( $K_{выт}$ ).

4. В работе обобщен и представлен перечень методов современного стандартного и расширенного комплекса ГИС, опробованных на низкопроницаемом объекте ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского участка, позволяющих снизить неопределённости при бурении ГС.

5. Комплексное проведение сейсмического, седиментологического и петрофизического анализов позволяет повысить точность выделения фациальных комплексов тюменской свиты.

6. К основным фациальным комплексам тюменской свиты Ем-Еговского участка относятся: русловые отложения, конусы выноса (пески разливов), озерные дельты и пойменные отложения болот.

7. Наиболее продуктивными и перспективными являются русловые отложения» [120] с выдержанными эффективными нефтенасыщенными толщинами (от 4 м до 12 м) и лучшими ФЕС (проницаемость  $(0,5-5,0) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, пористость (13-14) %).

8. При увязке данных различных масштабов (сеймика, ГИС, керн) установлено, что ширина русловых каналов не превышает 1000 м. В этой связи для повышения качества прогноза перспективных районов бурения ГС с МГРП

и повышения подтверждаемости плановых дебитов фациальная модель является неотъемлемым инструментом.

9. По состоянию на 01.01.2020 на Ем-Еговском участке с использованием фациальной модели пробурено 209 успешных скважин. Успешность – 79 % по запускному дебиту нефти ННС с ГРП > 15 т/сут и ГС с МГРП > 40 т/сут.

10. Построена зависимость роста запускного дебита нефти (от 2 до 79 т/сут) от совершенствования технологий бурения ННС и ГС, наращивания длины горизонтальной части ствола и увеличения количества стадий ГРП.

11. Выявлены основные проблемы разработки низкопроницаемых коллекторов объекта ЮК<sub>2-9</sub>: низкая подтверждаемость геологического строения при бурении ГС, неполное вовлечение запасов по разрезу в ГС с МГРП (максимальная высота трещины ГРП – 100 м при закачке до 120 тонн проппанта), низкие стартовые дебиты, высокие темпы падения дебитов, низкая эффективность системы заводнения.

12. Получено сопоставление темпов падения дебитов нефти ННС с ГРП и ГС с МГРП за 1-ый (68 и 70 %) и 2-ой (70 и 75 %) год эксплуатации. Во 2-ой год разница в темпах падения увеличивается за счет более интенсивного процесса заводнения в системе наклонно-направленных скважин.

13. Причиной высоких темпов падения в низкопроницаемых коллекторах является низкая эффективность системы заводнения. Проявление эффекта от организации ППД менее выражено по сравнению с традиционными коллекторами.

## 2 ПАРАМЕТРЫ И ТРЕБОВАНИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ И КОНТРОЛЮ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ

Вопрос повышения эффективности системы заводнения в условиях низкопроницаемых или ультранизкопроницаемых коллекторов рассматривался в публикациях многих отечественных и зарубежных ученых нефтяников. Наиболее детально с фактическими примерами по конкретным месторождениям проблематика освещена в работах В. Б. Карпова, А.Н. Кузнецовой, Н. В. Паршина, М.К. Рогачева, М. В. Сулеймановой, М. А. Черевко, С. А. Черевко, Н. В. Шупик, А. Н. Янина и др. [36, 37, 47, 48, 101, 119, 127, 132, 133, 135, 137, 145]. К основным условиям повышения эффективности заводнения авторы относят следующие:

- обоснование параметров системы разработки (плотность сетки скважин, соотношение добывающих и нагнетательных скважин, интенсивность заводнения);
- учет направления регионального стресса;
- массовое и многократное проведение операций ГРП;
- организация высоких давлений нагнетания при закачке воды;
- использование минерализованной воды в качестве агента заводнения;
- ускоренное формирование системы заводнения;
- мониторинг и регулирование закачки.

В диссертационной работе на примере объекта ЮК<sub>2,9</sub> Красноленинского месторождения исследованы вопросы совершенствования технологии заводнения и представлены результаты опытно-промышленных экспериментов по обоснованию значимости комплекса параметров и требований по управлению и контролю, влияющих на эффективность разработки низкопроницаемых коллекторов.

Вопрос обоснования агента заводнения в рамках диссертации не рассматривался. По результатам лабораторных экспериментов на образцах керна наиболее эффективным и экономически окупаемым типом закачиваемой воды (с учетом наличия глинистых минералов в составе пород коллекторов) является вода сеноманского горизонта (минерализация 14 г/л), близкая по свойствам к пластовой воде отложений тюменской свиты (минерализация (12,7-17,3) г/л, в среднем – 15 г/л).

## 2.1 Плотность сетки скважин, 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 ННС – 25 га/скв.;
- недостаточная интенсивность закачки при соотношении добывающих к нагнетательным скважинам  $Z_{\text{доб}} : 1_{\text{нагн}}$ ;

- низкое давление нагнетания, не превышающее 12,0 МПа на устье и 36,0 МПа на забое (глубина залегания отложений – 2 400 м, начальное пластовое давление – 23,9 МПа).

- низкая приемистость нагнетательных скважин 20 - 40 м<sup>3</sup>/сут, что в зимний период при низкой температуре воздуха привело к проблеме замерзания устья нагнетательных скважин и водоводов.

Размещение ННС по более плотной сетке 16 га/скв. с расстоянием между добывающими и нагнетательными скважинами в среднем 400 м и организация интенсивной системы заводнения по 5-ти точечной схеме с соотношением добывающих скважин  $N_{\text{доб}}$  к нагнетательным  $N_{\text{нагн}}$  близким к 1:1 позволило повысить эффективность ППД за счет увеличения охвата заводнением в условиях высоких давлений нагнетания (раздел 2.2, Рисунок 2.2). Полученный результат согласуется с выводами и рекомендациями авторов работ В. Б. Карпова, А. А. Севастьянова, С. А. Черевко [36, 91, 119].

Уплотнение системы ННС до ПСС 12,3 га/скв. с расстоянием между добывающими и нагнетательными скважинами – 300 м, оцененное в рамках проектного документа ДТСР 2019 года [27], уступает по экономической эффективности варианту с ПСС 16 га/скв. и не рекомендуется к реализации.

Таким образом, в условиях низкопроницаемых коллекторов повышение эффективности системы заводнения достигается при формировании плотных сеток ННС (ПСС – 16 га/скв.) с соотношением  $N_{\text{доб}} : N_{\text{нагн}} \rightarrow 1:1$  (интенсивная система). При формировании системы добывающих ГС с нагнетательными ННС рекомендуется обеспечение соотношения 1:2.



## 2.2 Давление нагнетания в низкопроницаемых коллекторах

В комплексе с плотностью и соотношением скважин исследовалось влияние давления нагнетания. На начальном этапе (до 2014 г.) закачка воды в нагнетательные скважины Ем-Еговского участка производилась с давлением нагнетания 12,0 МПа на устье и 36,0 МПа на забое (глубина залегания – 2 400 м), что оказалось недостаточным. Это было связано с привязкой мощностей компрессорных насосных станций (КНС) к продуктивности основного объекта разработки  $ВК_{1-3}$  меловых отложений. В целях оптимизации работы системы ППД для низкопроницаемых глубоких юрских отложений произведена модернизация насосного оборудования на КНС, что позволило поднять давления на устьях нагнетательных скважин до уровня 17,0 МПа. Средняя приемистость увеличилась до 180 м<sup>3</sup>/сут, затем стабилизировалась на уровне (70-120) м<sup>3</sup>/сут. 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), что отчетливо фиксируется на графиках Холла (Рисунок 2.1) [81].

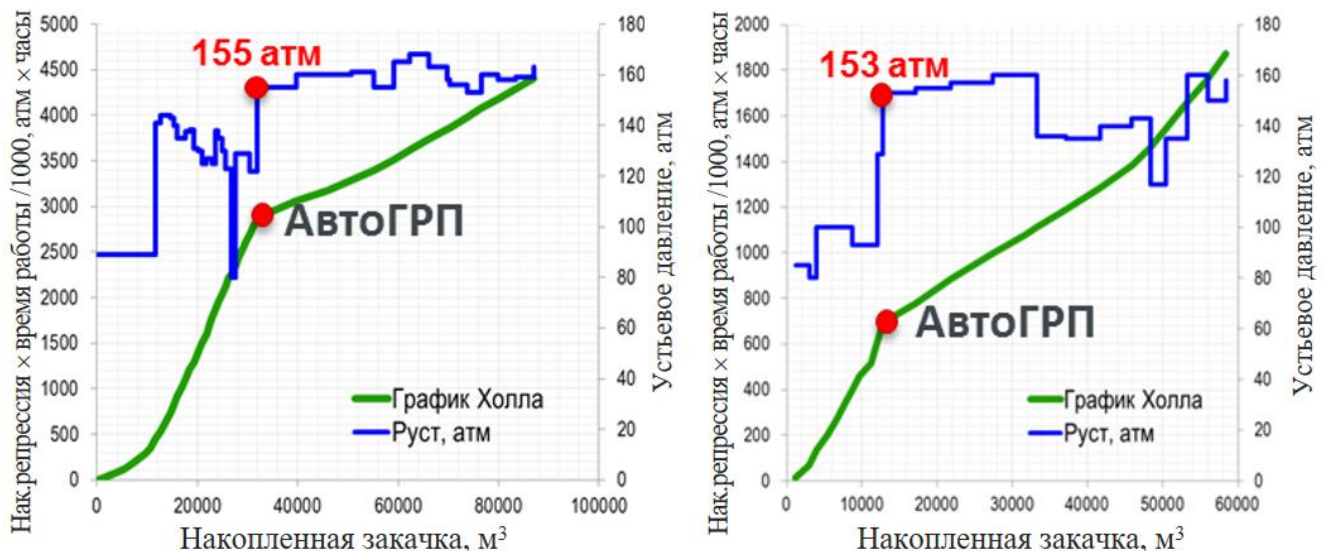


Рисунок 2.1 – Графики Холла, диагностирующие давление автоГРП

По результатам выполненной оценки, опубликованной в статье 2021 года [81], следует, что за счет увеличения приемистости и формирования более интенсивной системы заводнения на участке ННС (при соотношении  $12_{доб} : 10_{нагн}$ )

дебит жидкости вырос с 11 т/сут до 25 т/сут, нефти – с 7 т/сут до 12 т/сут. Эффект от организации ППД по участку за 5 лет составил 67 тыс. т, или в среднем удельно на одну нагнетательную скважину – 6,7 тыс. т (Рисунок 2.2).

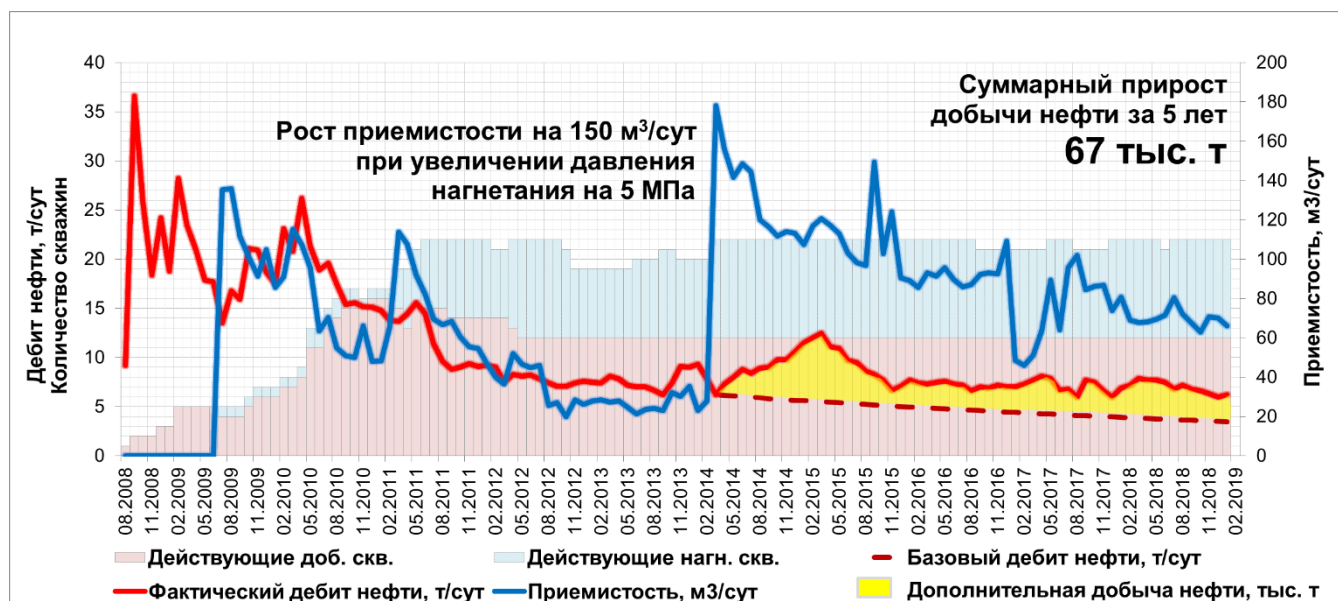


Рисунок 2.2 – Динамика технологических показателей по участку с системой ННС

Таким образом, эффективность системы ППД в низкопроницаемых коллекторах достигнута при высоких давлениях нагнетания, в условиях развития трещин ГРП (проявление эффекта автоГРП).

### 2.3 Ориентация элементов заводнения относительно регионального стресса

Из установленного факта, что эффективность системы заводнения в низкопроницаемых коллекторах достигается в условиях автоГРП (раздел 2.2), следует вывод о необходимости ориентации элементов скважин и нагнетательных рядов согласно значению азимута регионального стресса ( $345^\circ$ ) с целью минимизации прорывов закачиваемой воды и создания галереи нагнетания, позволяющей увеличить коэффициент охвата.

Подтверждением риска является неудачный опыт организации ППД в элементах ГС с МГРП, ориентированных по азимуту  $75^\circ$  или  $255^\circ$ , перпендикулярно линии регионального стресса –  $345^\circ$ . Такое направление ГС с МГРП было выбрано целенаправленно для увеличения охвата пласта

поперечными трещинами ГРП. После начала организации закачки воды по прошествии 2-4 месяцев обводненность добывающих горизонтальных скважин резко возросла с 10% до 70-90%. Причиной быстрого обводнения послужило пересечение трещин ГРП добывающих и нагнетательных скважин за счет развития трещин нагнетательных скважин, вызванного высоким давлением нагнетания с сопровождавшимся эффектом автоГРП (Рисунок 2.3).

Впоследствии, с целью снижения обводненности продукции за счет смыкания трещин автоГРП, приемистость нагнетательных скважин ограничивалась до минимума, либо закачка совсем приостанавливалась до момента снижения обводненности в реагирующих ГС. Единичные нагнетательные скважины были переведены на вышележащий горизонт, а соответствующие элементы разработки на объекте ЮК<sub>2-9</sub> продолжили эксплуатироваться на режиме истощения.

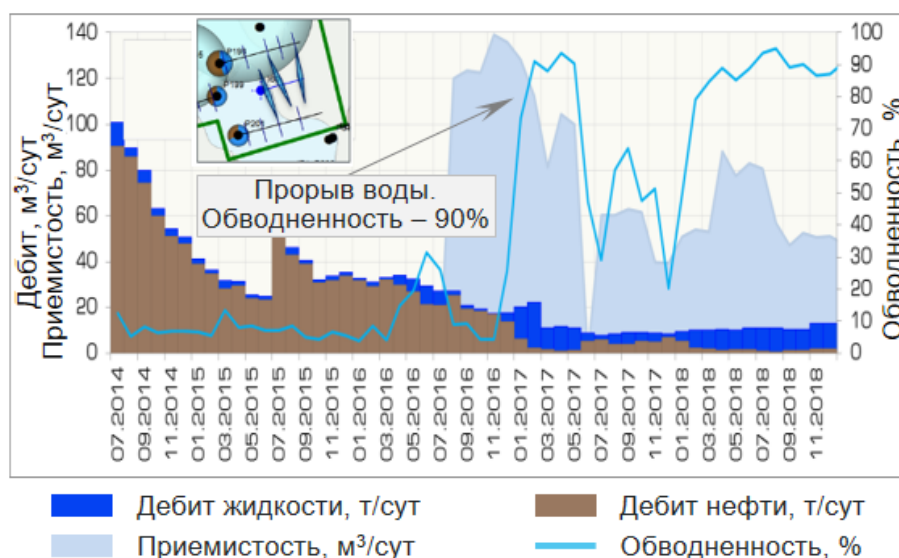


Рисунок 2.3 – Динамика технологических показателей элемента ГС с МГРП, ориентированного поперек регионального стресса

На основе результатов гидродинамического моделирования (Рисунок 2.4), а также с учетом опыта разработки других отечественных и канадских месторождений-аналогов [15, 36, 89, 116, 133]: Приобское (СЛТ), Приразломное ООО «РН-Юганскнефтегаз», Приобское (ЮЛТ) ООО «Газпромнефть-Хантос», им. В.Н. Виноградова АО «РИТЭК», Bakken ViewField, Pembina Cardium сделан вывод о целесообразности переориентации элементов ГС с МГРП в направлении вдоль стресса.

Поскольку в ГС, ориентированных вдоль стресса, трещины МГРП развиваются продольно вдоль горизонтальной части ствола и охватывают меньший поровый объем по сравнению с поперечными трещинами, то для сохранения коэффициента охвата рекомендовано:

- 1) увеличить длину ГС с 800 до 1000 м;
- 2) сблизить добывающие и нагнетательные ряды с 400 до 300 м;
- 3) заменить короткие нагнетательные ГС на ННС с двумя трещинами ГРП по разрезу.

Результаты расчетов на секторной гидродинамической модели подтвердили эффективность предложенных решений, о чем свидетельствует распределение параметра нефтенасыщенности на 20-ый год разработки (Рисунок 2.4).

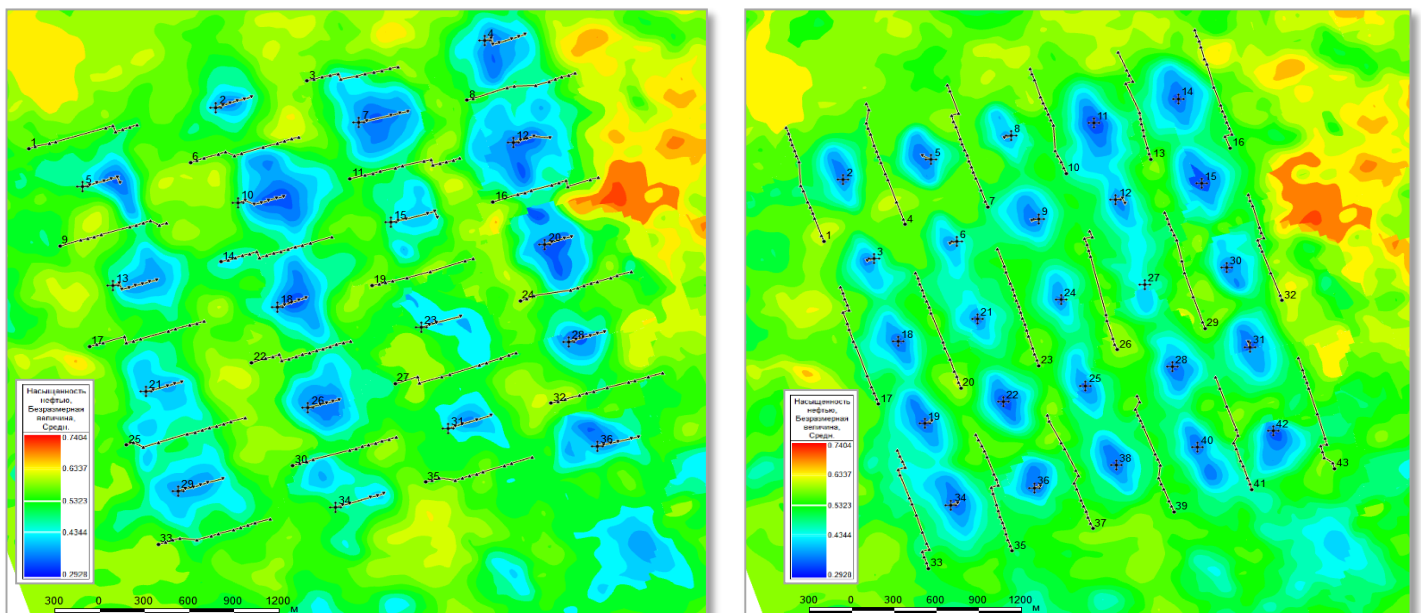


Рисунок 2.4 – Распределение нефтенасыщенности в системах, ориентированных поперек (слева) и вдоль (справа) стресса через 20 лет

В системе ГС, ориентированных поперек стресса, по результатам моделирования отмечается низкая эффективность заводнения по причине

прорывов закачиваемой воды по трещинам автоГРП и формирование застойных зон (Рисунок 2.4, слева). В системе добывающих ГС длиной 1000 м, ориентированных вдоль стресса, с организацией заводнения через нагнетательные ННС формируется галерея нагнетания, в результате чего заводнение происходит эффективно за счет равномерного фронта вытеснения (Рисунок 2.4, справа).

Итоговим подтверждением эффективности предложенных решений является результат анализа фактических данных по скважинам объекта ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского участка. По 26-ти фактическим элементам заводнения (13 ориентированы поперек стресса, а другие 13 – вдоль стресса) проведено количественное сравнение эффективности системы ППД за пятилетний период работы (Таблица 2.1, Таблица 2.2). По скважинам с продолжительностью работы менее 5-ти лет профиль добычи нефти пролонгирован по сложившемуся тренду.

Для обеспечения достоверности результатов сравнительного анализа группы элементов, ориентированных поперек и вдоль стресса, выбраны в сопоставимых геологических условиях и характеризуются близкими средними показателями эксплуатации скважин (Таблица 2.1, Таблица 2.2):

- начальный дебит нефти – 40,0 т/сут и 45,8 т/сут;
- дебит нефти на момент начала организации закачки – 13,6 т/сут и 14,1 т/сут;
- обводненность на момент начала закачки – 13,3 % и 13,7 %.

Оценка эффективности системы ППД в виде дополнительной добычи нефти суммарно по годам рассчитана по формуле (2.1):

$$\text{ЭФ}_{\text{ППД}} = \sum_{k=1}^5 \left( Q_{\text{доб.ППД}_k} - \left( Q_{\text{доб.ист}_k} + Q_{\text{нагн.отр}_k} \right) \right), \quad (2.1)$$

где  $\text{ЭФ}_{\text{ППД}}$  – эффективность системы ППД (прирост добычи нефти), тыс. т;  $Q_{\text{доб.ППД}_k}$  – 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.

Особенность формулы (2.1) заключается в учете добычи нефти нагнетательных скважин в режиме отработки ( $Q_{\text{нагн.отр}_k}$ ).

Исходя из геометрии рассматриваемых систем, добыча реагирующих добывающих ГС в элементе учитывается с коэффициентом участия, равным 0,5.

В первый год заводнения по большинству элементов эффективность характеризуется отрицательными значениям в связи с потерями суммарной добычи нефти после перевода проектной нагнетательной скважины под закачку воды.

Таблица 2.1 – Эффективность ППД в системе ГС с МГРП «поперек» стресса

№ элемента	Направление элемента	Начальный дебит нефти по элементу (без нагн.скв.), т/сут	Дебит нефти по элементу на момент начала ППД, т/сут	Обводненность по элементу на момент начала ППД, %	Дата начала ППД	Прирост добычи нефти от ППД, тыс. т					
						1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	Σ 5 лет
1	поперек	37,4	10,0	15,2	01.05.2016	0,4	1,9	3,0	6,4	4,3	16,0
2	поперек	63,9	14,9	13,1	01.02.2014	-2,5	1,7	3,9	3,0	2,7	8,8
3	поперек	49,0	7,7	10,5	01.05.2015	-2,7	1,8	1,5	2,5	3,6	6,7
4	поперек	63,9	12,6	14,6	01.02.2014	-4,0	0,2	3,9	2,9	3,6	6,6
5	поперек	30,0	9,2	9,7	01.11.2014	-1,9	1,0	1,8	2,4	2,4	5,7
6	поперек	37,8	34,9	6,6	01.08.2014	-5,4	-2,0	3,2	4,0	5,7	5,5
7	поперек	24,4	16,8	8,5	01.01.2015	-1,5	-2,0	1,9	2,2	2,7	3,4
8	поперек	16,5	4,9	22,3	01.09.2015	-0,8	0,4	1,3	0,7	1,0	2,7
9	поперек	37,1	11,4	7,7	01.05.2015	-2,0	-0,8	0,7	2,2	2,6	2,6
10	поперек	47,5	20,1	9,9	01.01.2014	-5,6	-0,4	2,3	3,0	2,5	1,9
11	поперек	71,3	18,8	14,2	01.08.2016	-1,6	-0,7	1,9	1,5	0,0	1,1
12	поперек	14,3	8,9	35,3	01.03.2018	-0,8	2,0	0,1	-0,3	-0,2	0,9
13	поперек	27,4	6,9	5,0	01.07.2015	-3,8	-0,7	1,0	1,5	2,0	0,0
Среднее		40,0	13,6	13,3	Сумма	-32,1	2,4	26,7	32,1	32,8	61,9
					Среднее	-2,5	0,2	2,1	2,5	2,5	4,8

Таблица 2.2 – Эффективность ППД в системе ГС с МГРП «вдоль» стресса

№ элемента	Направление элемента	Начальный дебит нефти по элементу (без нагн.скв.), т/сут	Дебит нефти по элементу на момент начала ППД, т/сут	Обводненность по элементу на момент начала ППД, %	Дата начала ППД	Прирост добычи нефти от ППД, тыс. т					
						1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	Σ 5 лет
14	вдоль	36,3	16,6	16,5	01.06.2017	0,1	7,1	8,5	7,5	7,3	30,4
15	вдоль	39,6	7,6	11,8	01.05.2017	-0,9	2,9	8,2	5,3	4,9	20,4
16	вдоль	58,9	15,9	6,4	01.08.2017	-3,1	4,5	8,0	5,3	3,9	18,5
17	вдоль	59,8	17,3	15,5	01.12.2017	-1,2	4,0	6,0	4,0	2,8	15,6
18	вдоль	83,9	23,6	6,6	01.11.2017	-1,1	1,9	4,9	4,2	3,5	13,5
19	вдоль	64,6	13,7	20,0	01.09.2017	1,8	2,6	4,7	2,7	1,2	13,0
20	вдоль	45,3	20,0	8,3	01.12.2016	-4,0	1,8	5,7	6,0	3,5	13,0
21	вдоль	40,3	13,2	10,1	01.10.2017	-1,8	-0,1	3,8	4,2	3,8	9,9
22	вдоль	21,2	8,9	22,5	01.06.2017	-0,2	1,2	1,8	1,8	1,9	6,5
23	вдоль	27,9	16,3	18,3	01.09.2017	0,7	1,2	1,6	1,3	1,2	6,2
24	вдоль	76,2	20,3	18,3	01.08.2016	-0,5	-0,3	1,2	2,1	2,2	4,7
25	вдоль	9,1	5,0	12,9	01.11.2017	-0,5	0,4	0,7	0,6	0,7	1,8
26	вдоль	32,0	4,6	10,3	01.12.2017	-1,4	-0,3	0,5	1,2	1,3	1,3
Среднее		45,8	14,1	13,7	Сумма	-12,2	26,8	55,9	46,2	38,2	154,8
					Среднее	-0,9	2,1	4,3	3,6	2,9	11,9

Результат сравнительного анализа:

- по элементам, ориентированным поперек регионального стресса, диапазон прироста добычи нефти составил от 0,9 тыс. т до 16,0 тыс. т за 5 лет, в среднем 4,8 тыс. т на одну нагнетательную скважину (Таблица 2.1);

- по элементам, направленным вдоль регионального стресса, эффективность за 5 лет изменяется от 1,3 тыс. т до 30,4 тыс. т, в среднем – 11,9 тыс. т на одну нагнетательную скважину (Таблица 2.2), что по сравнению с системой, ориентированной поперек, выше в 2,5 раза и подтверждает обоснованность предложенного решения по развороту системы согласно линии стресса.

Ниже представлены примеры по элементам из каждой группы с эффективностью, близкой к средним значениям:

- элемент № 4 – «поперек» стресса, с эффективностью 6,6 тыс. т (Рисунок 2.5);

- элемент № 20 – «вдоль» стресса, с эффективностью 13,0 тыс. т (Рисунок 2.6).

Представленные примеры были опубликованы ранее в статье 2021 года [81].

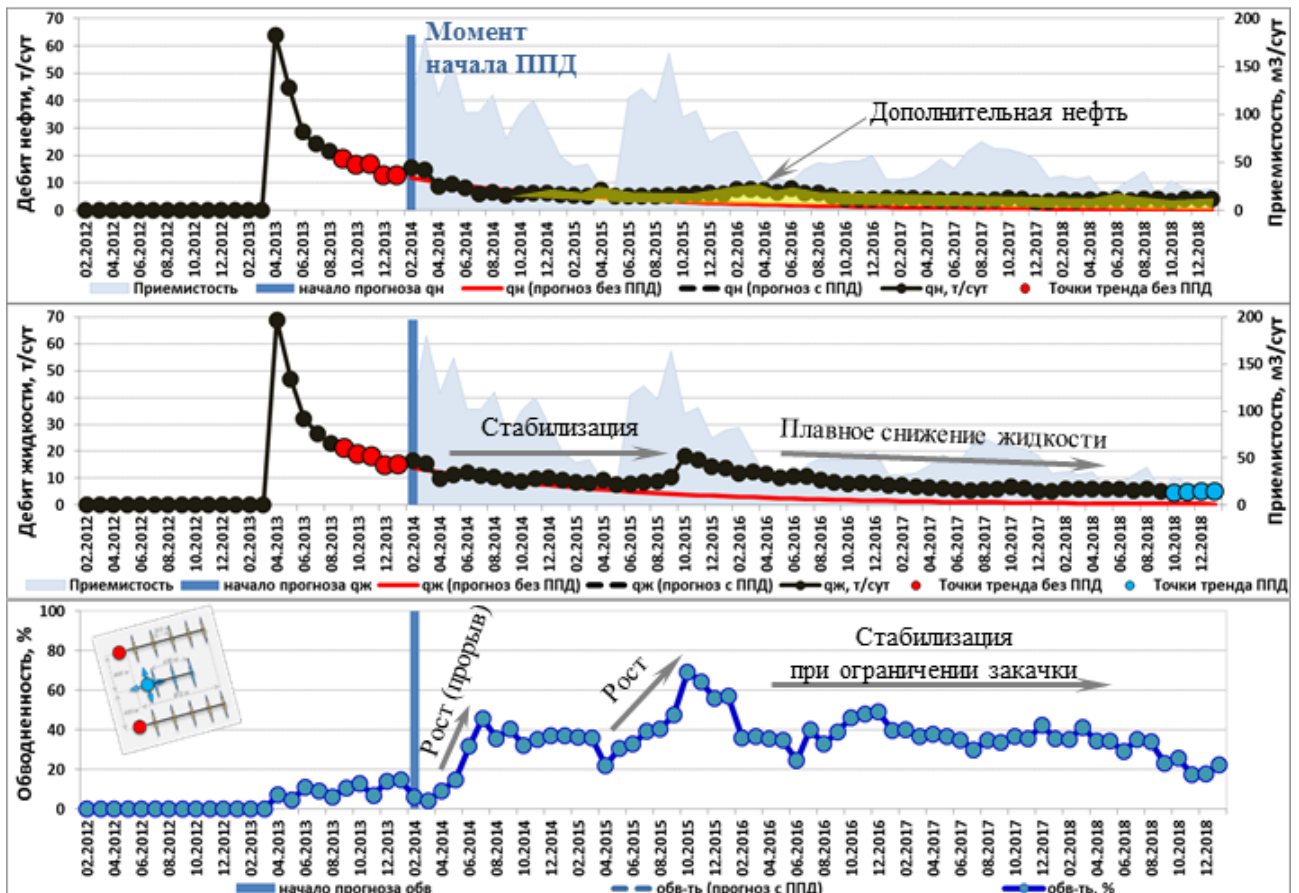


Рисунок 2.5 – Эффективность ППД в элементе № 4 (поперек стресса)

По элементу № 4 (поперек стресса) на момент организации закачки средний дебит нефти реагирующих скважин снизился с 63,9 т/сут до 12,6 т/сут после 10-ти месяцев эксплуатации на режиме истощения. После начала закачки на 3-5-й месяц получена реакция в виде резкого обводнения продукции с 14,6 % до 45,8 % при продолжающемся снижении дебита нефти до 5,9 т/сут. Затем за счет ограничения приемистости обводненность элемента была стабилизирована на уровне 37,0 % при стабилизации дебита жидкости и нефти. Последующие попытки наращивания дебита жидкости до 18,3 т/сут сопровождалась ростом обводненности до 69,2 %.

В результате, за 5-летний период дополнительная добыча нефти по элементу за счет организации ППД составила 6,6 тыс. т.

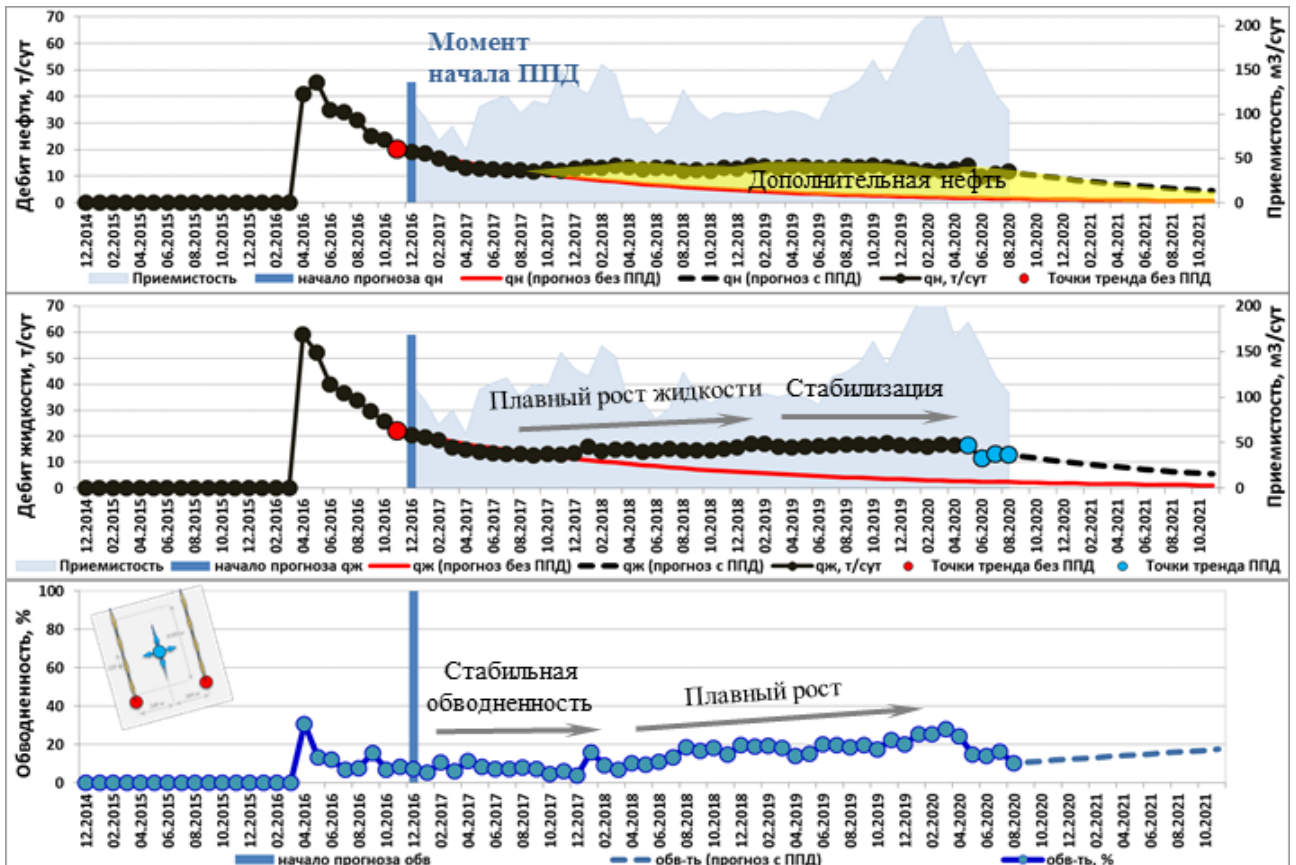


Рисунок 2.6 – Эффективность ППД в элементе № 20 (вдоль стресса)

По элементу № 20 (вдоль стресса) на момент организации закачки средний дебит нефти реагирующих скважин снизился с 45,3 т/сут до 20,0 т/сут после 8-ми месяцев эксплуатации на режиме истощения. После начала закачки дебиты



жидкости и нефти продолжали снижаться на протяжении 6-ти месяцев, достигнув значений 13,5 т/сут и 12,5 т/сут соответственно. На 7-ой месяц стал проявляться эффект от закачки, выражающийся в виде постепенного роста дебита жидкости до 17,3 т/сут и стабилизации дебита нефти на уровне 14,0 т/сут при плавном росте обводненности с 8,3 % до 25,9 %. В результате, за 5-летний период эффективность ППД по элементу составила 13,0 тыс. т нефти.

Таким образом, результатами секторного гидродинамического моделирования и фактическими показателями работы скважин подтверждено, что ориентирование системы ГС относительно направления регионального стресса позволяет повысить эффективность системы ППД за счет создания галереи нагнетания и минимизации прорывов закачиваемой воды.

#### 2.4 Влияние узловых нагнетательных скважин на эффективность заводнения

Наряду с повышением технологической эффективности системы разработки поставлена задача оптимизации капитальных затрат на бурение малоэффективных скважин. В большей степени оценивается целесообразность бурения проектных нагнетательных скважин в виду возможного риска отсутствия эффекта от организации системы заводнения в условиях низкопроницаемого, сильно расчлененного коллектора. В этом случае эффект от закачки в виде дополнительной добычи нефти является незначительным, затянутым во времени и не окупает затраты на бурение нагнетательных скважин.

Для рядной системы добывающих горизонтальных скважин (ГС с МГРП) с организацией закачки через нагнетательные наклонно-направленные (ННС с ГРП), проведена оценка влияния узловых нагнетательных скважин на эффективность заводнения и выработки запасов [25]. Под «узловой» нагнетательной скважиной понимается скважина, которая расположена между элементами разработки, находящимися выше и ниже относительно нее в ряду (Рисунок 2.7).

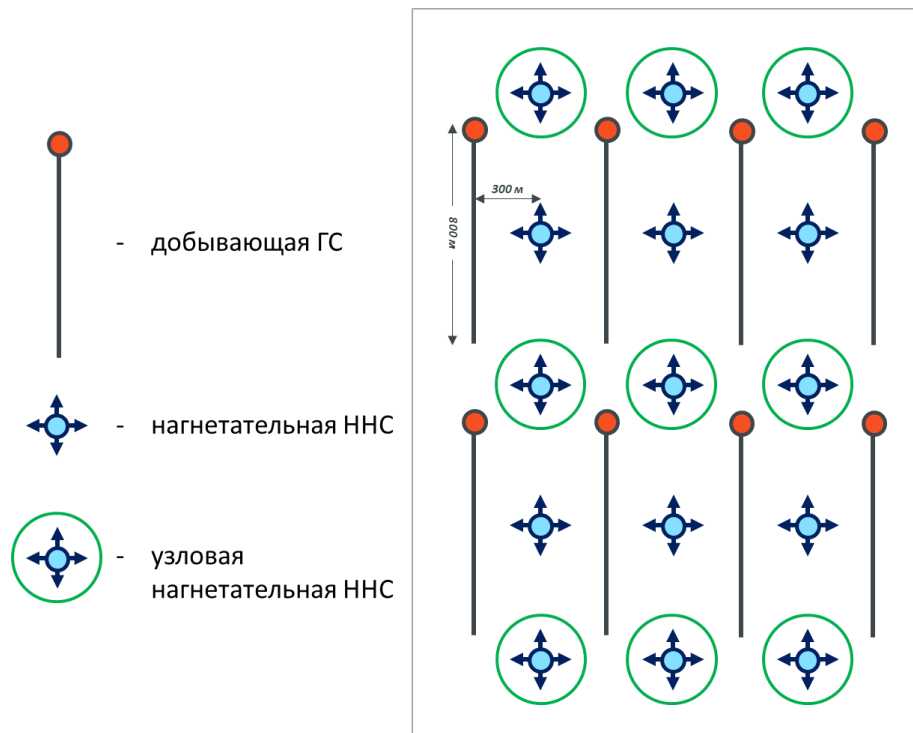


Рисунок 2.7 – Узловые нагнетательные скважины в рядной системе разработки с добывающими горизонтальными скважинами

### Оценка эффективности системы заводнения с использованием ГДМ

Эффект от перевода скважин под закачку воды зависит от геологических условий района, которые для неоднородных отложение тюменской свиты могут значительно меняться даже на расстоянии первых сотен метров. Наиболее подходящим инструментом для оценки эффективности системы заводнения в таких условиях является использование гидродинамической модели (ГДМ).

За основу создания секторной гидродинамической модели взята полномасштабная геолого-фациальная трехмерная модель объекта ЮК<sub>2,9</sub> тюменской свиты Ем-Еговского участка. Сектор моделирования выбран исходя из близости к средним параметрам объекта (Таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Сопоставление параметров секторной ГДМ с ГФХ объекта ЮК<sub>2,9</sub>

Параметр	Объект ЮК <sub>2,9</sub>	Сектор ГДМ
Пористость, д. ед.	0,13	0,13
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	1,5	1,1
Нефтенасыщенность, д. ед.	0,50	0,49
Песчанность, д. ед.	0,12	0,12
Расчлененность, ед.	18,9	18,9

Цель расчетов – оценить влияние узловых скважин на эффективность заводнения и выработки запасов. Для этого на секторной модели сформировано два варианта (Рисунок 2.8):

Вариант 1 – предполагается размещение в пределах сектора 100 скважин: добывающих – 28 ГС; нагнетательных – 72 ННС (в том числе 40 узловых скважин). Формирование рядной системы ГС с МГРП (800 м, 7 ГРП) с расстоянием между рядами добывающих и нагнетательных скважин – 300 м.

Вариант 2 предусматривает отказ от бурения 40 узловых нагнетательных скважин. Всего к размещению в пределах сектора – 60 скважин: добывающих – 28 ГС; нагнетательных – 32 ННС.

Азимутальное направление ГС и трещин МГРП ориентировано вдоль регионального стресса Красноленинского свода ( $345^\circ$ ), определенного по результатам проведения исследований прибором FMI (азимутальный электрический микроимиджер) [78, 120].

а) Вариант 1

б) Вариант 2

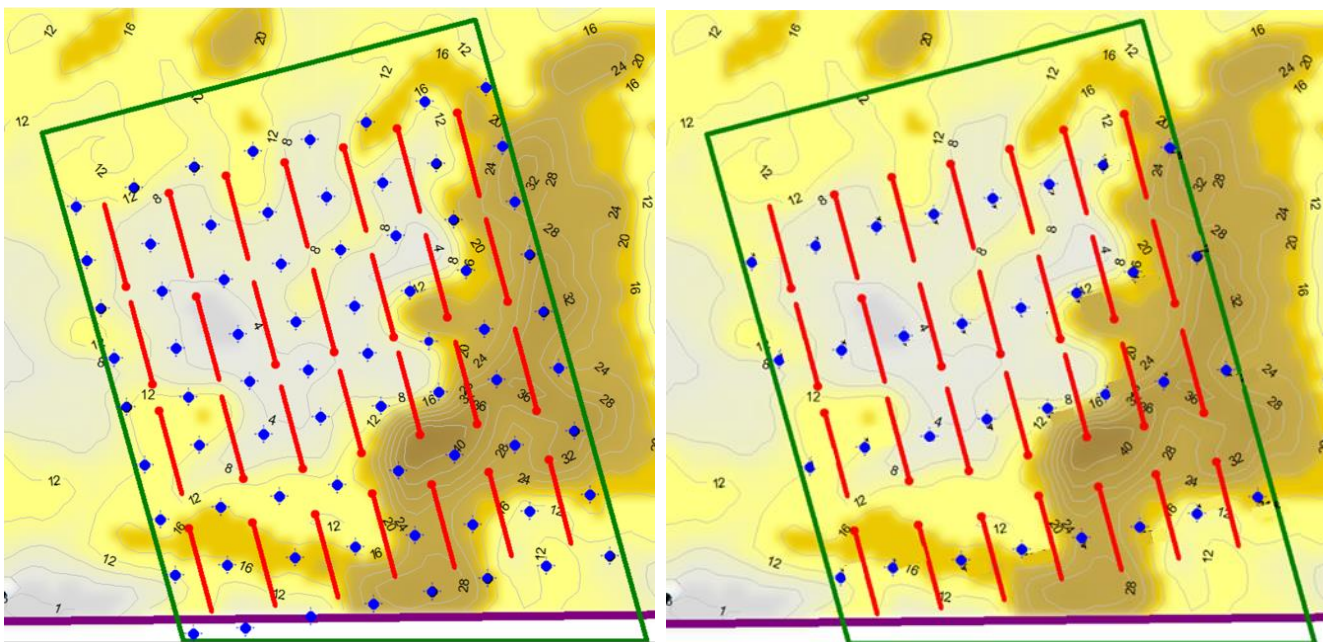


Рисунок 2.8 – Размещение проектного фонда скважин на карте нефтенасыщенных толщин по Варианту 1 (а) и Варианту 2 (б)

Размещение нагнетательных скважин по периметру участка запланировано целенаправленно для моделирования условий полномасштабного освоения объекта и исключения краевых эффектов.

По результатам расчетов на ГДМ в Варианте 2 отмечается формирование застойных зон, запасы которых не вовлекаются в разработку и не вырабатываются проектным фондом скважин. При этом происходит значительное разгазирование нефти в зоне отбора в результате снижения пластового давления из-за недостаточности компенсации, что негативно сказывается на продуктивности скважин и добыче нефти. Потери по накопленной добыче нефти в Варианте 2 за 100 лет составят 401 тыс. т (21 %) по сравнению с Вариантом 1 (Рисунок 2.9).

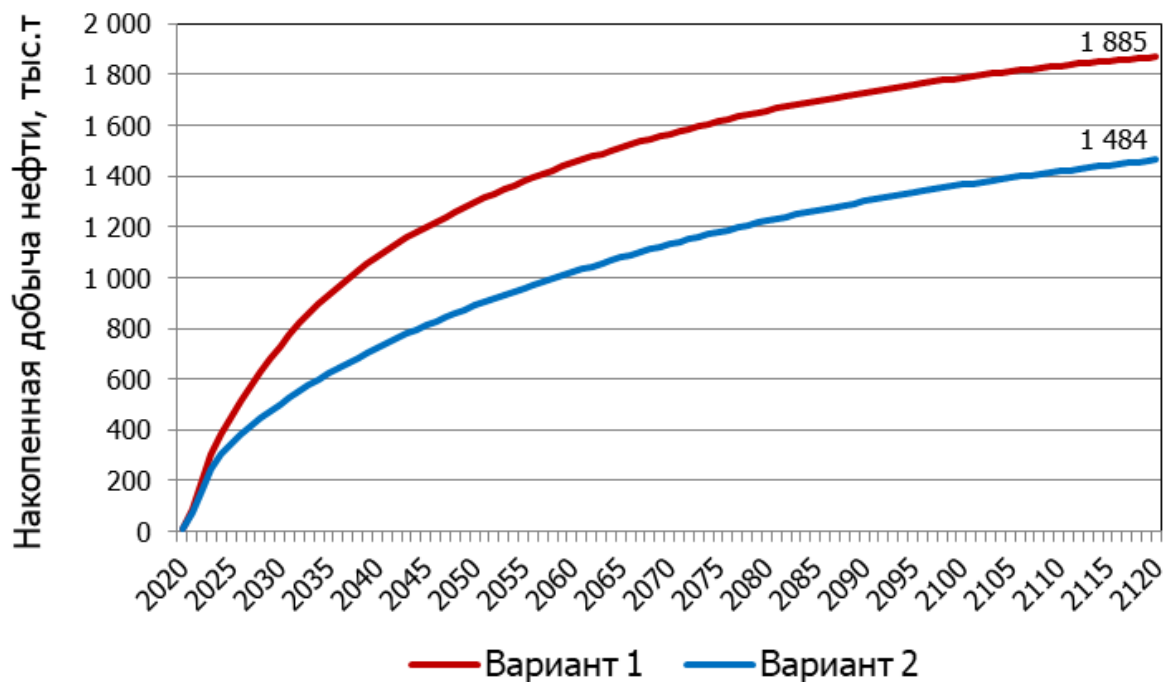


Рисунок 2.9 – График накопленной добычи нефти по вариантам

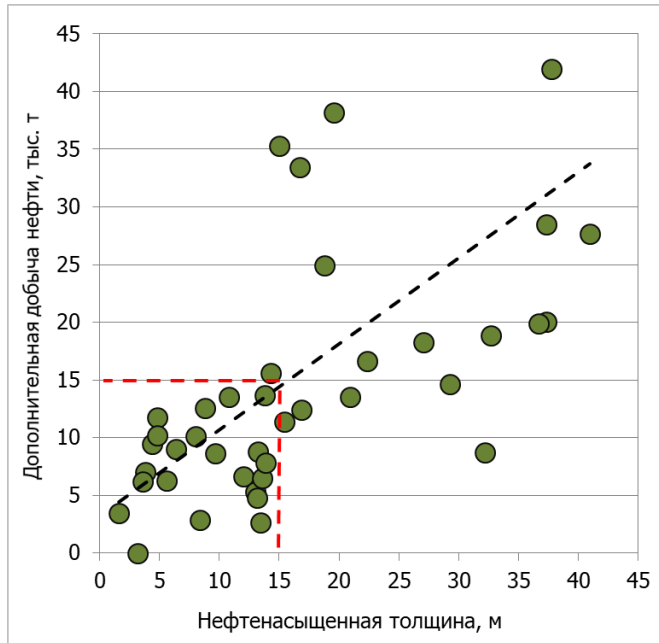
#### Анализ потерь добычи нефти при исключении узловых скважин

Результаты расчетов свидетельствуют о том, что полный отказ от бурения узловых нагнетательных скважин приводит к значительному снижению коэффициента нефтеизвлечения.

При этом отмечается значительная дифференциация эффективности узловых скважин: дополнительная добыча нефти коррелирует со значением эффективных нефтенасыщенных толщин (ЭННТ) (Рисунок 2.10). Узловые нагнетательные скважины, расположенные в зонах с большими ЭННТ, обеспечивают наибольшую дополнительную добычу нефти в реагирующих добывающих скважинах, и наоборот, узловые скважины, расположенные в зонах с незначительными ЭННТ,

характеризуются наименьшей эффективностью. Дополнительная удельная добыча нефти более 15 тыс. т на скважину (необходимая технологическая эффективность) достигается при размещении узловых нагнетательных скважин в нефтенасыщенных толщинах более 15 м.

а)



б)

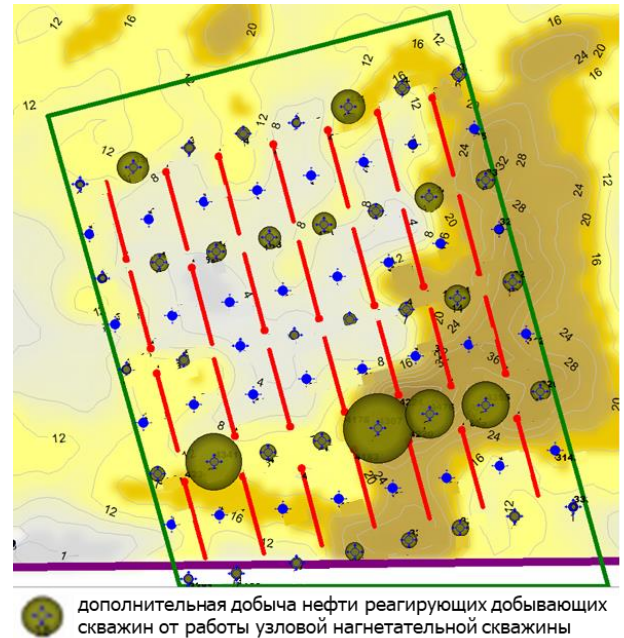


Рисунок 2.10 – Зависимость дополнительной добычи нефти от ЭННТ, вскрываемой узловыми скважинами (а). Дифференциация эффективности узловых нагнетательных скважин в зависимости от ЭННТ (б)

Для подтверждения полученных выводов проведены дополнительные расчеты с пошаговым размещением узловых нагнетательных скважин по степени наращивания ЭННТ. Сформировано 8 вариантов с размещением узловых скважин в зонах  $> 5$  м,  $> 10$  м,  $> 15$  м,  $> 20$  м,  $> 25$  м,  $> 30$  м,  $> 35$  м и  $> 40$  м.

По результатам расчетов получено, что при переходе в меньшие ЭННТ наблюдается снижение эффективности от узловых нагнетательных скважин, то есть отмечается уменьшение удельной дополнительной добычи нефти. При последовательном исключении узловых скважин в низких толщинах наибольший темп снижения добычи нефти отмечается при переходе с 15 м на 20 м (Рисунок 2.11). Таким образом, целесообразно сохранить бурение узловых скважин в зонах ЭННТ 15 м и более, что позволит сократить нагнетательный фонд с 40 до 16

скважин (минус 60 %) при незначительном снижении добычи нефти с 1 885 тыс. т до 1 758 тыс. т (минус 7 %). Таким образом, результаты расчетов подтверждают возможность сокращения капитальных затрат за счет отмены малоэффективных узловых нагнетательных скважин при незначительном снижении нефтеотдачи.

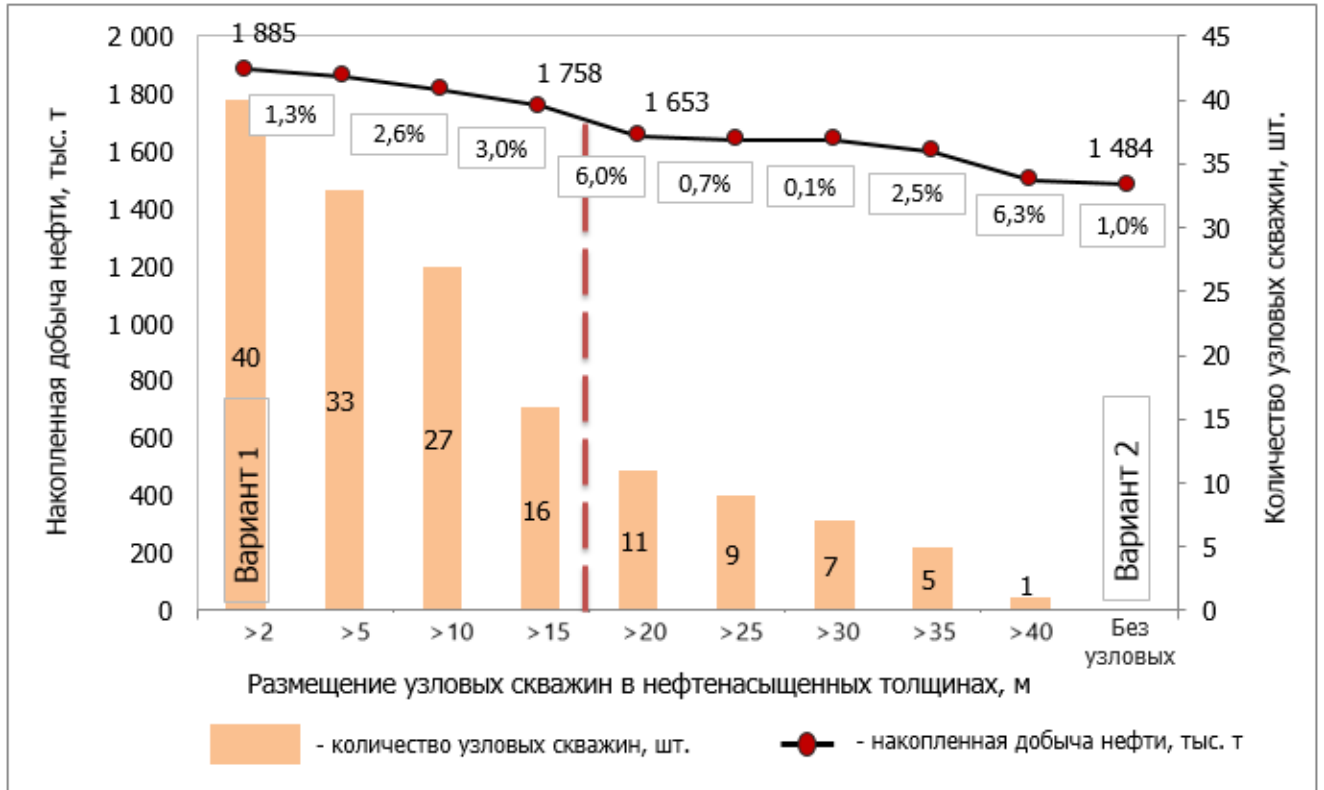


Рисунок 2.11 – Накопленная добыча нефти и фонд узловых скважин при различных вариантах размещения по ЭННТ

Описанный подход может применяться на других месторождениях-аналогах. При этом следует отметить, что в зависимости от изменения экономических параметров (стоимость бурения, цена на нефть, режим налогообложения и других макроэкономических параметров), а также геологических факторов и особенностей конкретного месторождения выявленное граничное значение 15 м ЭННТ для размещения узловых нагнетательных скважин может корректироваться как в большую, так и в меньшую сторону.

Обоснованное решение по сокращению количества узловых нагнетательных скважин может являться оптимизационным мероприятием по повышению эффективности разработки низкопроницаемых неоднородных коллекторов.

## 2.5 Управление и контроль за заводнением в низкопроницаемых коллекторах

Кроме отмеченных выше параметров в работе обоснованы требования по управлению и контролю за системой заводнения.

В опубликованной в 2019 году мной и соавторами статье был сделан важный вывод о необходимости организации процесса управления заводнением в низкопроницаемых коллекторах: неотъемлемой частью в обеспечении эффективности системы разработки низкопроницаемых коллекторов является постоянный мониторинг технологических показателей и своевременное регулирование системы заводнения с целью поддержания пластового давления и обеспечения равномерного вытеснения нефти с минимизацией прорывов закачиваемой воды для повышения эффективности.

Автор монографии [133] А.Н. Янин отмечает «необходимость соблюдения рационального баланса «отбор жидкости» – «закачка воды». Правильное оперативное нормирование и регулирование текущего и накопленного соотношения «отбор жидкости» – «закачка воды» является важнейшим условием эффективной разработки литологических залежей нефти, приуроченных к ультранизкопроницаемым коллекторам. Известно, что в нефтяных компаниях и их научных центрах за соблюдением и поддержанием рационального баланса (в том числе с учетом неэффективной закачки за счет «утечек» воды в непродуктивные интервалы и соседние пласты) постоянно следят специально созданные группы разработчиков, использующих современные трехмерные секторные модели» [133].

Зарубежный опыт заводнения низкопроницаемых месторождений Канады, рассмотренный авторами В.Б. Карповым, Н.В. Паршиным и др. в статье [36], также свидетельствует о важности и необходимости инженерного мониторинга процесса заводнения с целью своевременного реагирования и минимизации рисков прорыва закачиваемой воды. По фактическим наблюдениям прорывы воды и снижение дебита нефти происходят в среднем через 2-3 года (при расстоянии 200 м). Часто прорыв воды происходит сразу после начала закачки. Несмотря на это, процесс

заводнения низкопроницаемых коллекторов на Канадских месторождениях на сегодняшний день признан эффективным.

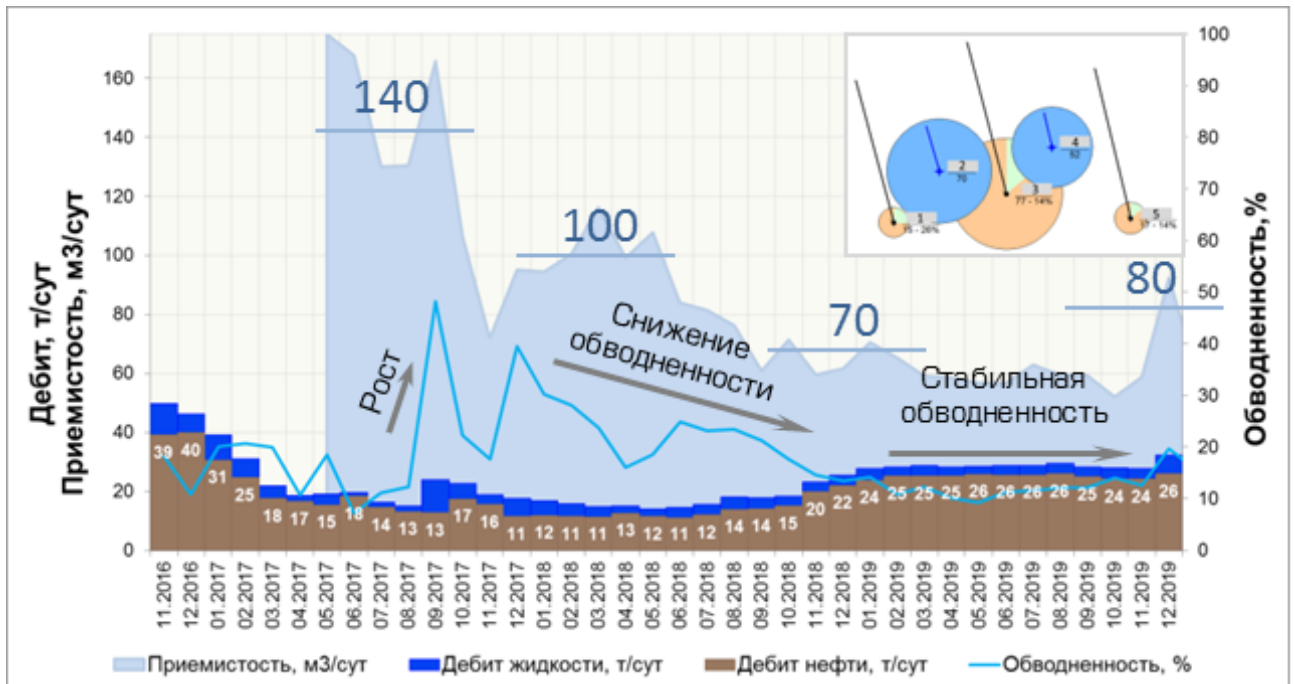


Рисунок 2.12 – Мониторинг технологических показателей скважин с целью регулирования закачки воды

Как уже отмечалось ранее в публикации 2021 года, на основе полученного практического опыта организации системы ППД в низкопроницаемых коллекторах тюменской свиты Ем-Еговского участка (Рисунок 2.12) выявлены следующие условия, позволяющие минимизировать прорывы закачиваемой воды и повышать эффективность системы заводнения:

- плавность наращивания устьевого давления нагнетания с выходом на приемистость (70-90) м³/сут без резких «скачков»; на практике сложно реализуемо за счет перераспределения объемов закачки в случае остановки части нагнетательных скважин на кустовой площадке»;
- обеспечение текущей компенсации (110-120) % для поддержания эффекта автоГРП и формирования галереи нагнетания;
- осуществление мониторинга добывающих скважин на предмет реакции в течение 2-3 месяцев после увеличения приемистости;



- установление факта наличия или отсутствия взаимовлияния между нагнетательной и реагирующей скважиной;

- своевременность перевода нагнетательных скважин под закачку; в главе 3 предложен и описан разработанный метод, позволяющий определять дифференцированный период эксплуатации индивидуально для каждой нагнетательной скважины;

- обеспечение синхронности действий по закачке с соседними элементами;

- в случае получения прорыва закачиваемой воды в добывающие скважины необходимо регулирование или остановка обводняющей нагнетательной скважины до снижения обводнённости (за счет смыкания трещин автоГРП), затем запуск с приёмистостью, не превышающей значение до прорыва;

- обеспечение приемистости выше  $30 \text{ м}^3/\text{сут}$  (за счет освоения скважин с ГРП, обработки призабойной зоны пласта кислотными составами, поддержания высоких давлений нагнетания на КНС) для предотвращения замерзания водоводов в зимний период.

Кроме того, в рамках мониторинга и управления заводнением рекомендуется:

- проведение контроля за энергетическим состоянием разрабатываемого участка на основе результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС);

- отслеживание динамики изменения коэффициентов продуктивности и приемистости ( $K_{\text{прод}}$  и  $K_{\text{прием}}$ ) скважин, а также полудлины трещины ГРП и автоГРП по результатам повторных ГДИ в добывающих и нагнетательных скважинах;

- определение в добывающих ГС с МГРП слабо работающих участков или участков обводнения от закачки по результатам профиля притока (рекомендуется проводить исследование при запуске скважины и после организации заводнения).

**Выводы главе 2:**

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. В условиях низкопроницаемых коллекторов повышение эффективности системы заводнения достигается при формировании плотных сеток ННС (ПСС 16 га/скв.) с организацией интенсивной системы (соотношение  $N_{\text{доб}} : N_{\text{нагн}} \rightarrow 1:1$ ) при высоких давлениях нагнетания с автоГРП. При формировании системы добывающих ГС с нагнетательными ННС рекомендуется обеспечение соотношения 1:2.

3. Ориентирование системы разработки согласно значению азимута регионального стресса ( $345^\circ$ ) позволяет избежать массовых прорывов закачиваемой воды и повысить эффективность системы заводнения.

4. На основе фактических данных получено количественное сравнение эффективности системы ППД в элементах с ГС с МГРП, ориентированных поперек и вдоль регионального стресса. Для элементов, направленных вдоль стресса, средний удельный на одну нагнетательную скважину прирост добычи нефти за 5 лет составил 11,9 тыс. т, что в 2,5 раза выше по сравнению элементами, направленными поперек стресса – 4,8 тыс. т.

5. Установлена связь эффективности узловых нагнетательных скважин от значения эффективных нефтенасыщенных толщин (ЭННТ). По результатам расчетов на ГДМ получено, что при переходе в меньшие ЭННТ происходит снижение эффективности ППД, уменьшение удельной дополнительной добычи нефти. Исключение узловых нагнетательных скважин в зонах с ЭННТ менее 15 м позволяет оптимизировать капитальные затраты на бурение при незначительных потерях по нефтеотдаче (7 %).

6. На основе полученного опыта организации процесса заводнения на низкопроницаемом объекте ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского участка обоснованы требования по управлению и контролю, позволяющие минимизировать прорывы закачиваемой воды и повышать эффективность системы заводнения.

### **3 МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕРИОДА ЭКСПЛУАТАЦИИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН В РЕЖИМЕ ДОБЫЧИ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**

#### **3.1 Предпосылки к разработке метода. Преимущества и ограничения.**

В условиях низкопроницаемых неоднородных коллекторов эффект от перевода нагнетательной скважины в режим закачки воды сопоставим в краткосрочной перспективе с добычей нефти из этой скважины (схематично представлено в главе 1 – Рисунок 1.24). В этой связи актуален вопрос определения дифференцированного периода эксплуатации нагнетательных скважин в режиме добычи, зависящего от фильтрационно-емкостных свойств, плотности запасов нефти в районе элемента заводнения, взаимного расположения скважин в системе разработки, расстояния и связности между скважинами.

На практике, по причине отсутствия экспресс методик и инструментов определения, «продолжительность периода эксплуатации нагнетательных скважин в режиме добычи устанавливается одинаковой для всех скважин согласно проектному документу или определяется совокупностью организационных факторов» [127], а также зависит от значений запускного и текущего дебита, темпа падения дебитов, энергетического состояния и работы окружающих скважин.

Автор работы [127] Н.В. Шупик рекомендует организовывать опережающее заводнение с целью повышения начальных и текущих дебитов добывающих скважин за счет своевременной компенсации отборов.

В работе [133] А.Н. Янин отмечает целесообразность ускоренного формирования системы заводнения с целью сохранения уровня дебитов жидкости в добывающих скважинах. «В условиях ультранизкопроницаемых коллекторов (УНПК) отработка нагнетательных скважин на нефть должна осуществляться в течение короткого времени (не более 0,5-1,0 года), при поддержании минимально допустимых забойных давлений ( $P_{зab}$ )» [133].

На низкопроницаемых месторождениях Канады (Pembina Cardium, Bakken

ViewField) согласно обзору, выполненному авторами В.Б. Карповым, Н.В. Паршиным, Д.И. Слепцовым и др. [36], нагнетательные горизонтальные скважины длиной 1600 м эксплуатируются в режиме добычи в течение 2-5 лет. Есть случаи отработки скважин до 9 лет. Основной аргумент в пользу необходимости эксплуатации нагнетательных скважин в режиме добычи – экономический: отработка позволяет получить высокий пик по добыче нефти и избежать отрицательных денежных потоков в начальный период разработки. На рассматриваемых месторождениях реализованы плотные сетки скважин: расстояния между рядами добывающих и нагнетательных скважин составляют (200-350) м, при этом эффект от закачки воды в виде увеличения дебита нефти начинает проявляться через 7-15 месяцев после начала закачки.

В авторских статьях ранее отмечалось, что «в имеющихся публикациях по определению периода отработки нагнетательных скважин предпочтение отдается аналитическим моделям, позволяющим сократить временные затраты на подготовку численных моделей и выполнение многовариантных расчетов [92, 94, 113]. На практике такие методы применяются редко, так как не всегда позволяют воспроизвести фактические показатели по скважинам в виду использования моделей, не учитывающих неоднородность геологической среды и взаимовлияние между скважинами. Кроме того, предложенный метод в работе Ситникова А.Н. [92] применим только для регулярной площадной системы разработки вертикальными скважинами с ГРП, что ограничивает применение в условиях реализации системы ГС с МГРП. Зачастую аналитические методы показывают высокую эффективность «мгновенного» формирования системы заводнения без отработки нагнетательных скважин, что не соответствует фактическим результатам в условиях низкопроницаемых неоднородных коллекторов» [81, 85].

Ситников А.В., Пустовских А.А. и соавторы отмечают необходимость своевременного перевода нагнетательных скважин под закачку в низкопроницаемых коллекторах: «В низкопроницаемых коллекторах существенная часть добычи приходится на нестационарный режим фильтрации,

поэтому одной из возможностей повышения эффективности разработки является временное использование нагнетательных скважин в качестве добывающих. Однако несвоевременный перевод скважин под нагнетание приводит к потерям добычи и снижению рентабельности разработки месторождения. Таким образом, возникает необходимость определения оптимального времени отработки нагнетательных скважин».

Авторы Хасанов М.М., Краснов В.А. и Коротовских В.А. также акцентируют внимание на важности «определения оптимального периода эксплуатации нагнетательных скважин» [92] в режиме добычи в условиях низкопроницаемых коллекторов: «Для ППД предназначены нагнетательные скважины, которые на практике после бурения и заканчивания некоторое время используются в режиме добычи. Такой период называется периодом отработки нагнетательной скважины на нефть. Считается, что наличие этого периода позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) и сократить срок окупаемости. В связи с отмеченным, актуальным является вопрос определения оптимального периода отработки нагнетательной скважины на нефть. Это особенно важно для низкопроницаемых пластов, так как период отработки в таких пластах может достигать нескольких лет» [113].

Авторы Л.С. Кулешова и В.В. Мухаметшин в своих работах отмечают, что «на степень взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин влияют различные параметры: общая и эффективная нефтенасыщенная толщина, коэффициент проницаемости, нефтенасыщенности, расстояние между скважинами и многие другие факторы» [49, 51, 61].

Поэтому в настоящей работе разработан метод, позволяющий «определить период отработки (эксплуатации в режиме добычи) индивидуально для каждой нагнетательной скважины. Метод основывается на оценке начала процесса интерференции скважин в элементе разработки» [79, 81, 85]. Применение метода целесообразно в условиях низкопроницаемых неоднородных коллекторов (тюменская свита, ачимовская свита и другие аналоги), для которых характерна разная степень гидродинамической связности и взаимовлияния между скважинами.

Разработанный метод запатентован и может применяться для повышения эффективности заводнения на низкопроницаемых месторождениях-аналогах (ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ПАТЕНТ НА ИЗОБРЕТЕНИЕ № 2740510) [72]. Техническим решением является минимизация потерь добычи нефти за счет своевременного перевода каждой проектной нагнетательной скважины под закачку. Результат изобретения заключается в обосновании периода отработки на нефть индивидуально для каждой нагнетательной скважины.

Преимуществом данного метода (на основе ГДМ) по отношению к существующим аналитическим являются:

- учет физических процессов, протекающих в пласте при работе скважин на режиме истощения (влияние растворенного газа, изменение фазовой проницаемости и другие);

- 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 траектории проводки скважин, то есть скважины могут быть расположены произвольно и иметь наклонно-направленную или горизонтальную проводку в продуктивной части разреза (Рисунок 3.1).

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 (Таблица 3.3).

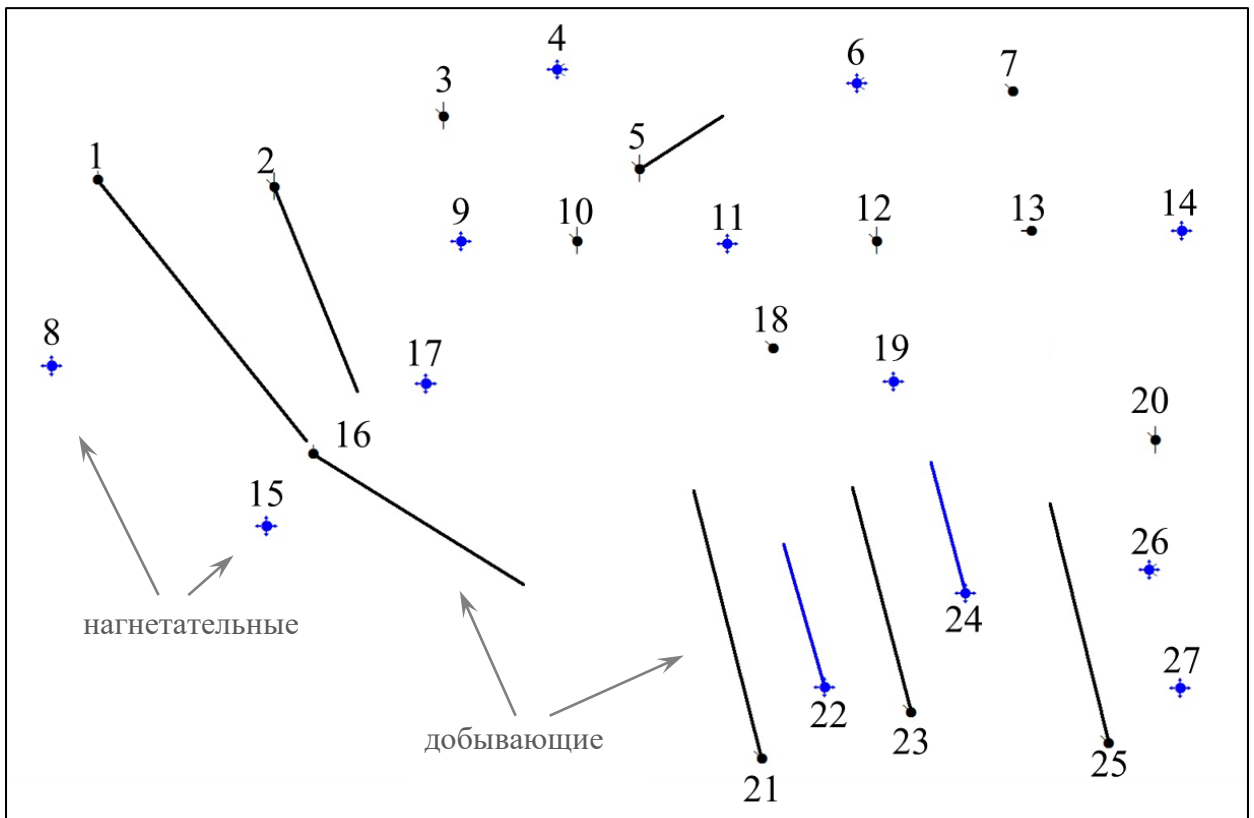


Рисунок 3.1 – Пример произвольного расположения ННС и ГС  
в элементах заводнения

### 3.2 Алгоритм реализации метода

Разработанный метод определения дифференцированного (индивидуального) периода эксплуатации нагнетательных скважин в режиме добычи осуществляется поэтапно в соответствии с предложенным алгоритмом (Рисунок 3.2).

Алгоритм метода предусматривает расчет двух сценариев на ГДМ с целью определения первой производной по времени от отношения нормированных дебитов нефти Сценария 1 и Сценария 2.

Далее по тексту каждый из этапов алгоритма рассматривается детально с подробным описанием действий, представлением иллюстраций и формул для выполнения расчетов.

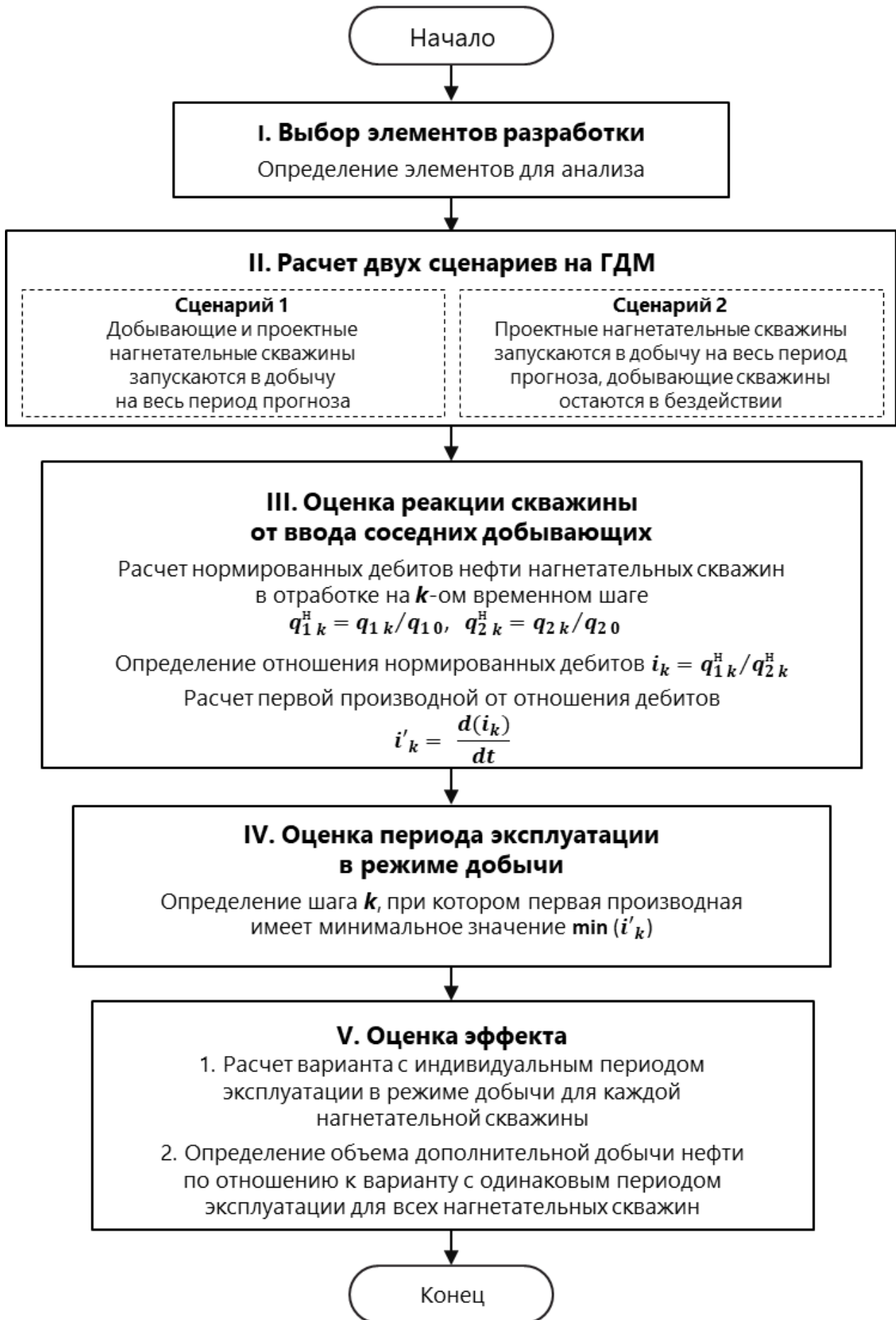
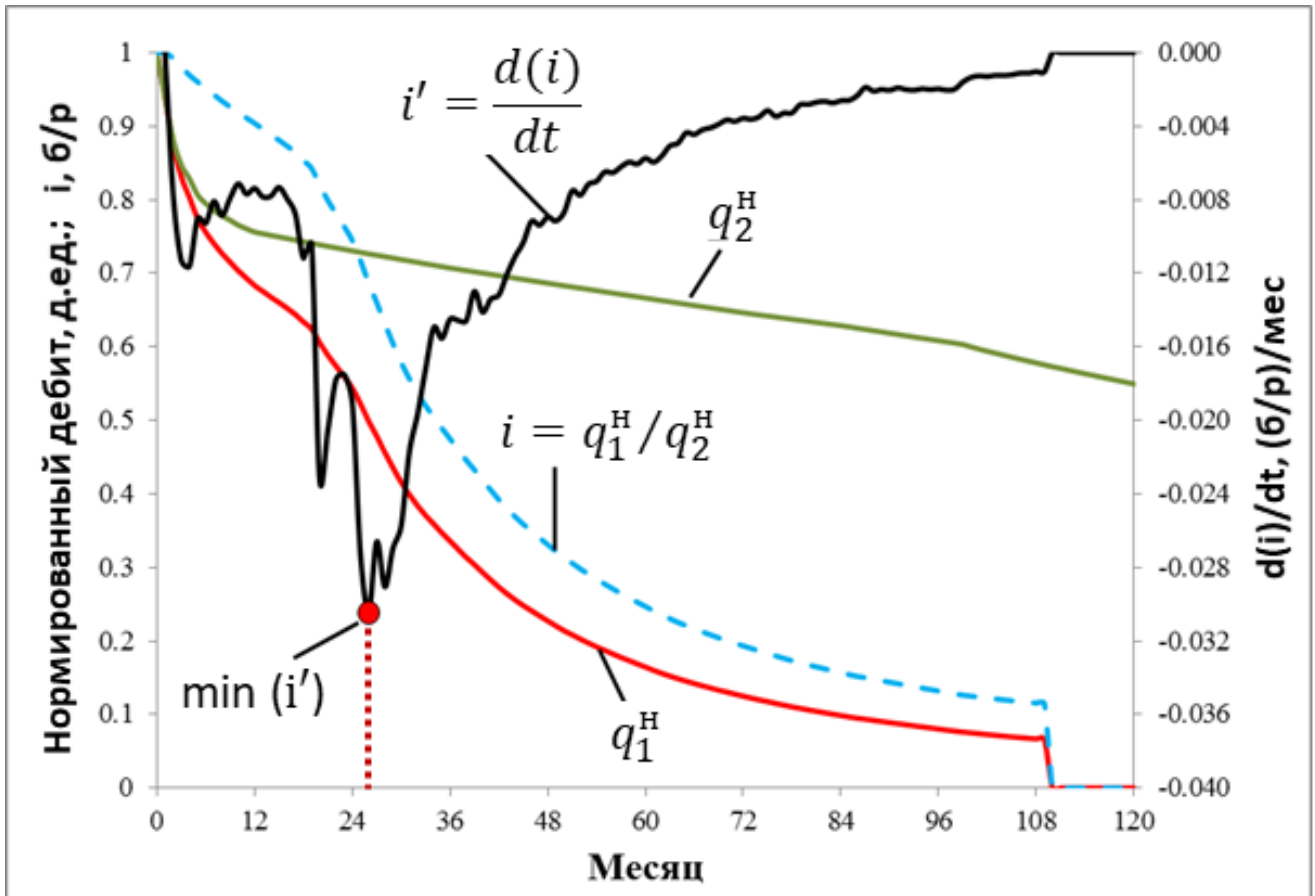


Рисунок 3.2 – Алгоритм реализации разработанного метода



Определяемый период эксплуатации нагнетательной скважины в режиме добычи соответствует расчетному шагу, на котором первая производная отношения дебитов  $i'$  имеет минимальное значение (Рисунок 3.3). С этого момента начинается процесса интерференции скважин, и нагнетательную скважину целесообразно переводить в режим закачки воды.



« $q_1^H$  - нормированный дебит нефти нагнетательной скважины в режиме добычи в Сценарии 1;

$q_2^H$  - нормированный дебит нефти нагнетательной скважины в режиме добычи в Сценарии 2;

$i = q_1^H/q_2^H$  - отношение нормированных дебитов нефти  $q_1^H$  и  $q_2^H$ ;

$i' = \frac{d(i)}{dt}$  - 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» [79, 81, 85].

Рисунок 3.3 – График динамики нормированного дебита нефти в Сценариях 1 и 2 и первой производной по времени от отношения нормированных дебитов

## Этап I. Выбор элементов разработки

Выбираются элементы разработки, для которых планируется перевод нагнетательных скважин под закачку. Взаимное расположение нагнетательных и добывающих скважин может быть произвольным (Рисунок 3.1). Элементы разработки полностью или частично могут состоять как из пробуренных, так и проектных скважин.

## Этап II. Расчет двух сценариев на ГДМ

Формируются прогнозные Сценарии 1 и 2 согласно представленной схеме (Рисунок 3.4):

- Сценарий 1 – когда нагнетательная скважина работает в режиме добычи совместно с окружающими добывающими скважинами элемента (для этого сценария характерно наличие момента интерференции скважин);
- Сценарий 2 – когда нагнетательная работает в режиме добычи без окружающих скважин элемента.

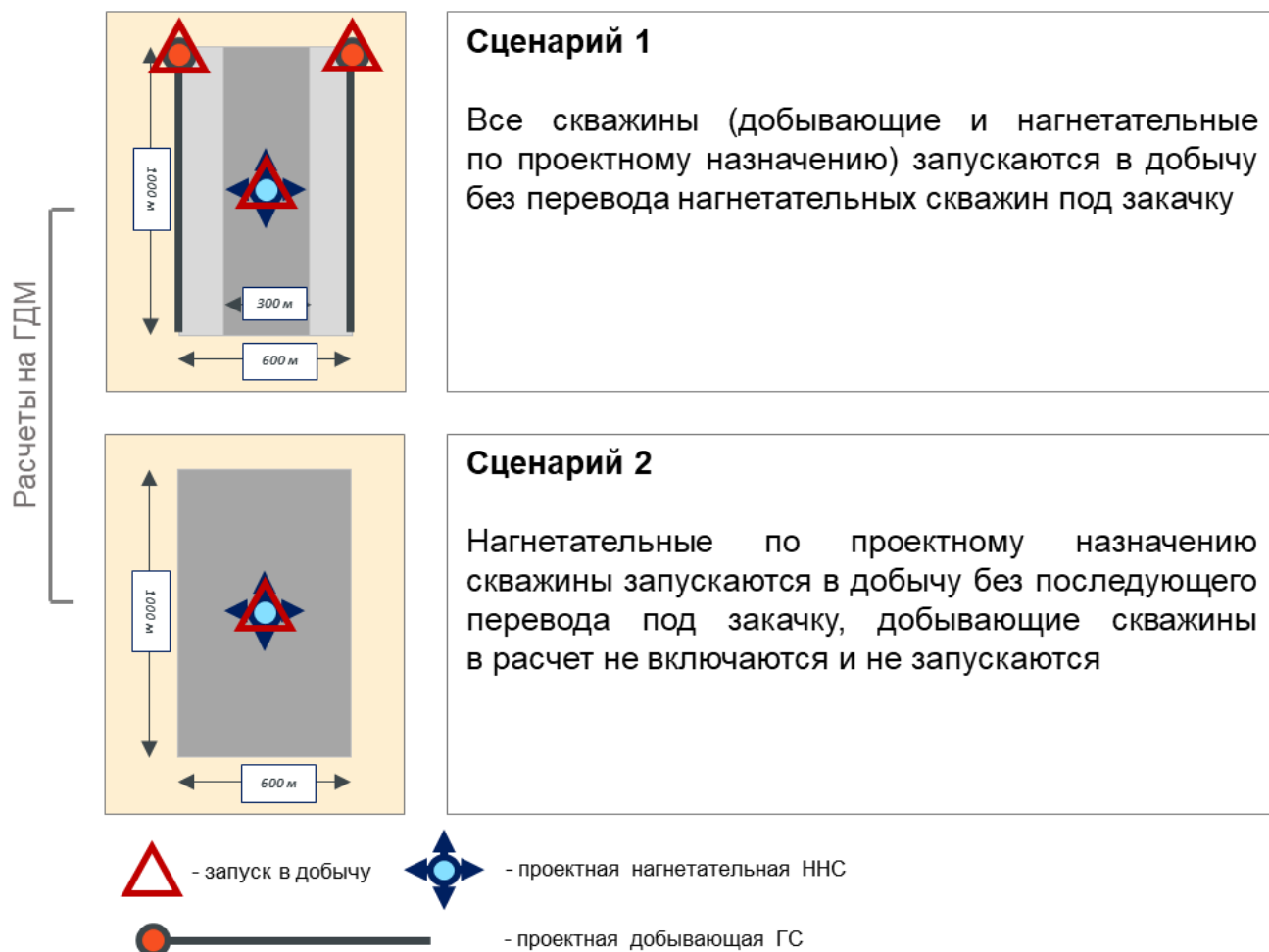


Рисунок 3.4 – Схема формирования сценариев

Выполняется расчет технологических показателей двух сценариев на гидродинамической модели (ГДМ). Срок прогнозного периода выбирается произвольно (рекомендуется не менее 10 лет). Слишком короткий прогнозный период может не обеспечить достижения необходимой разницы в показателях для проведения дальнейшей оценки периода эксплуатации нагнетательной скважины в режиме добычи.

### Этап III. Оценка реакции скважины от ввода соседних добывающих

Для нагнетательной скважины в режиме добычи рассчитывается нормированный дебит нефти в Сценариях 1 и 2 на каждом временном шаге:

$$q_{1k}^H = q_{1k}/q_{10}, \quad q_{2k}^H = q_{2k}/q_{20}, \quad (3.1)$$

где

$q_{1k}^H$  – нормированный дебит в Сценарии 1 на  $k$ -ом временном шаге, д.ед.;

$q_{1k}$  – дебит нефти в Сценарии 1 на  $k$ -ом временном шаге, т/сут;

$q_{10}$  – начальный дебит нефти в Сценарии 1, т/сут;

$q_{2k}^H$  – нормированный дебит в Сценарии 2 на  $k$ -ом временном шаге, д.ед.;

$q_{2k}$  – дебит нефти в Сценарии 2 на  $k$ -ом временном шаге, т/сут;

$q_{20}$  – начальный дебит нефти в Сценарии 2, т/сут.

Далее определяется отношение нормированных дебитов Сценариев 1 и 2:

$$i_k = q_{1k}^H / q_{2k}^H. \quad (3.2)$$

Затем оценивается реакция скважины от ввода соседних добывающих скважин с помощью первой производной по времени от отношения  $i$  на  $k$ -ом временном шаге:

$$i'_k = \frac{d(i_k)}{dt}. \quad (3.3)$$

### Этап IV. Оценка периода эксплуатации в режиме добычи

В результате определяется период эксплуатации нагнетательной скважины в режиме добычи, соответствующий расчетному шагу, на котором величина первой производной  $i'$  достигает минимального значения (Рисунок 3.3). В этот момент соседние скважины элемента начинают оказывать друг на друга влияние (процесс интерференции) и проектную нагнетательную скважину необходимо переводить в режим закачки.

## Этап V. Оценка эффекта

В завершении проводится финальный расчет на ГДМ с заданием индивидуального периода эксплуатации в режиме добычи для каждой нагнетательной скважины и определяется объем дополнительной добычи нефти по отношению к варианту с единым периодом эксплуатации в добыче для всех нагнетательных скважин.

### 3.3 Пример реализации метода

Для проведения расчетов и реализации алгоритма описанного выше метода из гидродинамической модели 3D объекта ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского участка вырезан сектор, охватывающий проектный фонд, пробуренный с одной кустовой площадки. Геологические параметры сектора максимально приближены к средним значениям объекта (Рисунок 3.5).

Параметры	Объект ЮК <sub>2-9</sub>	Сектор ГДМ
Пористость, д.ед.	0,13	0,13
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	1,4	1,1
Нефтенасыщенность, д.ед.	0,5	0,6
Песчанистость, д.ед.	0,12	0,12
Расчлененность	18,9	18,9
Фонд скважин	Значение	
Количество добывающих скважин, шт.	11	
Количество нагнетательных скважин, шт.	12	
Расстояние между рядами, м	300	
L – Длина ГС, м	800 - 1200	

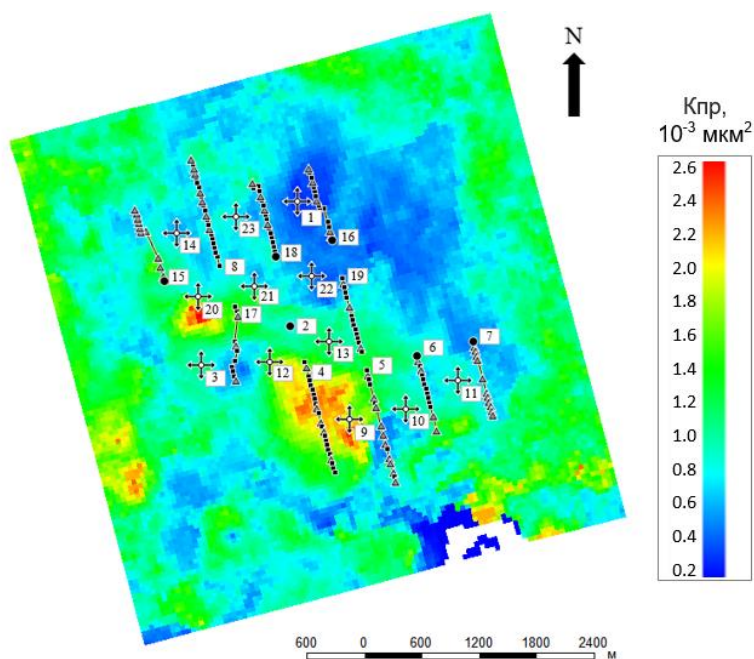


Рисунок 3.5 – Параметры сектора ГДМ

Нагнетательные по проектному назначению скважины №№ 1, 3, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 20, 21, 22, 23 являются наклонно-направленными с гидроразрывом пласта (ННС с ГРП).

Добывающие скважины №№ 4, 5, 6, 7, 8, 15, 16, 17, 18, 19 имеют горизонтальное окончание с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП). Одна добывающая скважина № 2 пробурена как ННС с ГРП с целью доразведки и изучения разреза.

Согласно Этапам I и II алгоритма определены элементы разработки и сформировано два сценария, по которым выполнены гидродинамические расчеты на секторной модели (Рисунок 3.6):

- Сценарий 1: все скважины (добывающие и нагнетательные по проектному назначению) запускаются в добычу без перевода нагнетательных скважин под закачку.

- Сценарий 2: нагнетательные по проектному назначению скважины запускаются в добычу без последующего перевода под закачку, добывающие скважины в расчет не включаются и не запускаются.

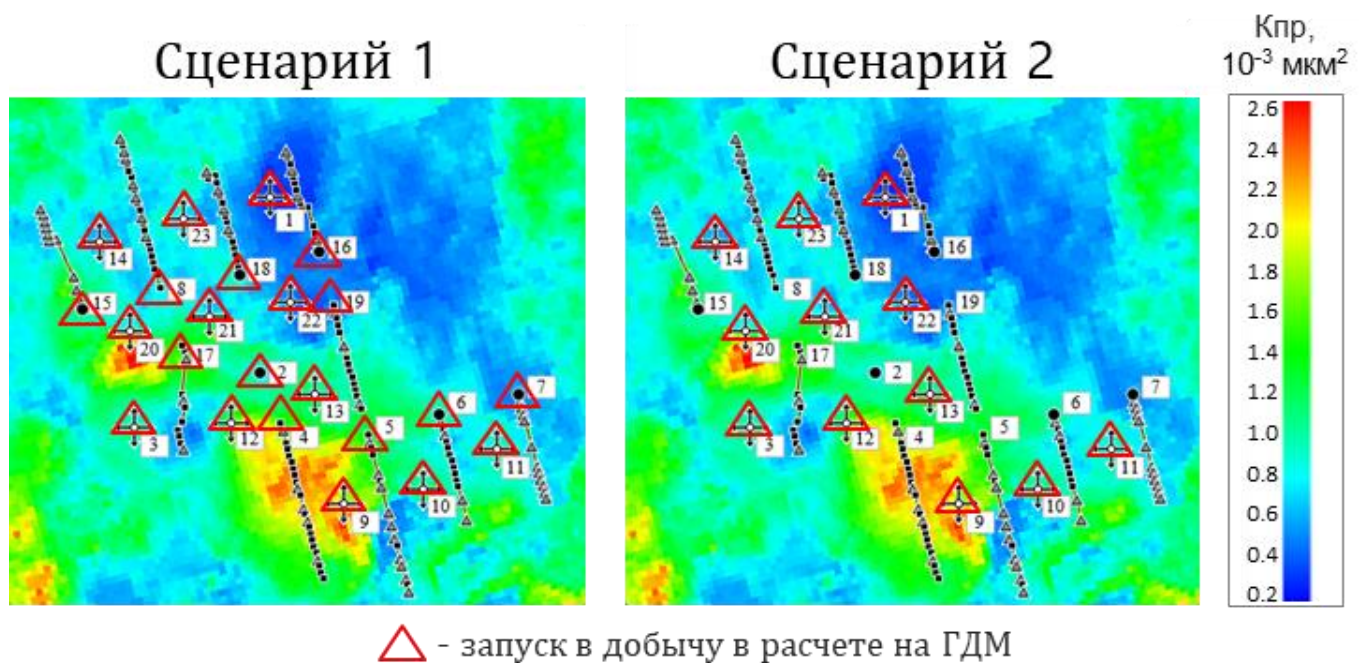


Рисунок 3.6 – Схема формирования Сценариев 1 и 2 на секторном участке

Прогнозный период расчета составил 20 лет (240 месяцев) с шагом 1 месяц. В соответствии с Этапами III и IV проведена оценка периода эксплуатации нагнетательных скважин в режиме добычи. В Сценариях 1 и 2 для каждой нагнетательной скважины на каждом временном шаге рассчитан

нормированный дебит нефти  $q_1^H$  и  $q_2^H$  по формуле (3.1). Затем рассчитано отношение нормированных дебитов нефти  $i$  по формуле (3.2) и первая производная по времени  $i'$  от отношения нормированных дебитов нефти по формуле (3.3).

Так, например, по нагнетательной скважине № 9 период эксплуатации в режиме добычи составил 26 месяцев. Последовательный расчет показателей представлен ниже по тексту (Таблица 3.1):

- начальный дебит нефти в Сценарии 1 равен  $q_{10}=15,25207$  т/сут;
- начальный дебит нефти в Сценарии 2 равен  $q_{20}=15,25207$  т/сут;
- минимальное значение первой производной по времени от отношения нормированных дебитов достигается на 26-ом временном шаге, следовательно, для нагнетательной скважины № 9 период эксплуатации в режиме добычи составит 26 временных шагов (в данном примере временной шаг – месяц);
- дебит нефти на 26-ой шаг в Сценарии 1 равен  $q_{126}=7,61023$  т/сут;
- дебит нефти на 26-ой шаг в Сценарии 2 равен  $q_{226}=11,07991$  т/сут;
- нормированный дебит нефти на 26-ой временной шаг в Сценарии 1 по формуле (3.1):  $q_{126}^H = q_{126}/q_{10} = 7,61023/15,25207=0,49896$  д.ед.;
- нормированный дебит нефти на 26-ой временной шаг в Сценарии 2 по формуле (3.1):  $q_{226}^H = q_{226}/q_{20} = 11,07991/15,25207=0,72645$  д.ед.;
- отношение нормированных дебитов нефти на 26-ой временной шаг по формуле (3.2):  $i_{26} = q_{126}^H/q_{226}^H = 0,49896/0,72645=0,68685$  б/р;
- первая производная по времени от отношения нормированных дебитов на 26-ой временной шаг по формуле (3.3):  $i'_{26} = d(i_{26})/dt = (i_{26} - i_{25})/(t_{26} - t_{25}) = (0,68685-0,71733)/(26-25) = -0,03048$  (б/р)/мес является минимальным значением.

Таблица 3.1 – Пример численной реализации метода по определению периода эксплуатации нагнетательной скважины № 9 в режиме добычи

Временной шаг расчета $t$ , мес	Дебит нефти в Сценарии 1 $q_1$ , т/сут	Дебит нефти в Сценарии 2 $q_2$ , т/сут	Нормированный дебит нефти в Сценарии 1 $q_1^H$ , д.ед.	Нормированный дебит нефти в Сценарии 2 $q_2^H$ , д.ед.	Отношение нормированных дебитов $i = q_1^H / q_2^H$ , б/р	Приращение функции $d(i)$ , б/р	Приращение аргумента $dt$ , мес	Производная по времени $i' = d(i)/dt$ , (б/р)/мес
0	15,25207	15,25207	1,00000	1,00000	1,00000	0,00000	0	-
1	14,32288	14,32288	0,93908	0,93908	1,00000	0,00000	1	0,00000
2	13,34545	13,44946	0,87499	0,88181	0,99227	-0,00773	1	-0,00773
3	12,67508	12,92123	0,83104	0,84718	0,98095	-0,01132	1	-0,01132
4	12,25054	12,63812	0,80321	0,82862	0,96933	-0,01162	1	-0,01162
5	11,81482	12,30310	0,77464	0,80665	0,96031	-0,00902	1	-0,00902
6	11,52835	12,12195	0,75586	0,79477	0,95103	-0,00928	1	-0,00928
7	11,29307	11,97638	0,74043	0,78523	0,94295	-0,00809	1	-0,00809
8	11,08707	11,86933	0,72692	0,77821	0,93409	-0,00885	1	-0,00885
9	10,90801	11,77727	0,71518	0,77218	0,92619	-0,00790	1	-0,00790
10	10,72853	11,67331	0,70342	0,76536	0,91907	-0,00713	1	-0,00713
11	10,57281	11,60095	0,69321	0,76062	0,91137	-0,00769	1	-0,00769
12	10,42372	11,53073	0,68343	0,75601	0,90399	-0,00738	1	-0,00738
13	10,30308	11,49704	0,67552	0,75380	0,89615	-0,00784	1	-0,00784
14	10,18298	11,46286	0,66765	0,75156	0,88835	-0,00780	1	-0,00780
15	10,07064	11,43065	0,66028	0,74945	0,88102	-0,00733	1	-0,00733
16	9,95060	11,39729	0,65241	0,74726	0,87307	-0,00795	1	-0,00795
17	9,82249	11,36473	0,64401	0,74513	0,86430	-0,00877	1	-0,00877
18	9,66730	11,33178	0,63384	0,74297	0,85311	-0,01118	1	-0,01118
19	9,52225	11,29979	0,62433	0,74087	0,84269	-0,01042	1	-0,01042
20	9,23301	11,26745	0,60536	0,73875	0,81944	-0,02325	1	-0,02325
21	8,97601	11,23521	0,58851	0,73664	0,79892	-0,02052	1	-0,02052
22	8,75213	11,20406	0,57383	0,73459	0,78116	-0,01776	1	-0,01776
23	8,53199	11,17260	0,55940	0,73253	0,76365	-0,01750	1	-0,01750
24	8,29664	11,14199	0,54397	0,73052	0,74463	-0,01903	1	-0,01903
25	7,97020	11,11093	0,52257	0,72849	0,71733	-0,02730	1	-0,02730
<b>26</b>	<b>7,61023</b>	<b>11,07991</b>	<b>0,49896</b>	<b>0,72645</b>	<b>0,68685</b>	<b>-0,03048</b>	<b>1</b>	<b>-0,03048 min</b>
27	7,29679	11,05151	0,47841	0,72459	0,66025	-0,02660	1	-0,02660
28	6,95676	11,02151	0,45612	0,72262	0,63120	-0,02905	1	-0,02905
29	6,64197	10,99195	0,43548	0,72069	0,60426	-0,02694	1	-0,02694
30	6,34157	10,96198	0,41578	0,71872	0,57851	-0,02575	1	-0,02575
...	...	...	...	...	...	...	...	...
240	0,00000	4,41348	0,00000	0,28937	0,00000	0,00000	1	0,00000

Аналогичные вычисления нормированных дебитов нефти, их отношений и первой производной выполнены для остальных нагнетательных скважин рассматриваемого участка (Рисунок 3.7). По 6-ти основным нагнетательным скважинам, которые размещены в элементе между ГС, поведение первой производной (Рисунок 3.7, черная линия) характеризуется четко выраженным наличием минимального значения – это связано с более сильным взаимовлиянием скважин в элементе по сравнению с узловыми скважинами.

По узловым нагнетательным скважинам, размещенным между элементами заводнения в ряду (Рисунок 2.7), поведение производной более «размытое», так как узловая нагнетательная скважина взаимодействует с несколькими элементами.

В итоге для каждой нагнетательной скважины оценен следующий индивидуальный период эксплуатации в режиме добычи (Таблица 3.2):

- по основным скважинам – от 4 до 26 месяцев (в среднем – 10 месяцев);
- по узловым скважинам – от 4 до 37 месяцев (в среднем – 21 месяц).

Таблица 3.2 – Индивидуальный период эксплуатации в режиме добычи

Номер нагнетательной скважины	ОСНОВНЫЕ нагнетательные скважины (расположены внутри элементов)						УЗЛОВЫЕ нагнетательные скважины (расположены между элементами)					
	№ 1	№ 9	№ 10	№ 11	№ 14	№ 23	№ 3	№ 12	№ 13	№ 20	№ 21	№ 22
Индивидуальный период эксплуатации в режиме добычи, мес	14	26	4	4	4	7	20	29	4	8	25	37

Степень дифференциации индивидуальных периодов эксплуатации в режиме добычи по скважинам (Таблица 3.2, Рисунок 3.7) зависит от фильтрационно-емкостных свойств (проницаемость коллектора, плотность запасов нефти и др.), связности коллектора в межскважинном пространстве и взаимного расположения скважин относительно друг друга.

Далее представлены результаты сравнительного анализа интегральных показателей по величине накопленной добычи нефти двух подходов определения периода эксплуатации нагнетательных скважин в режиме добычи: традиционный метод и предложенный разработанный метод.



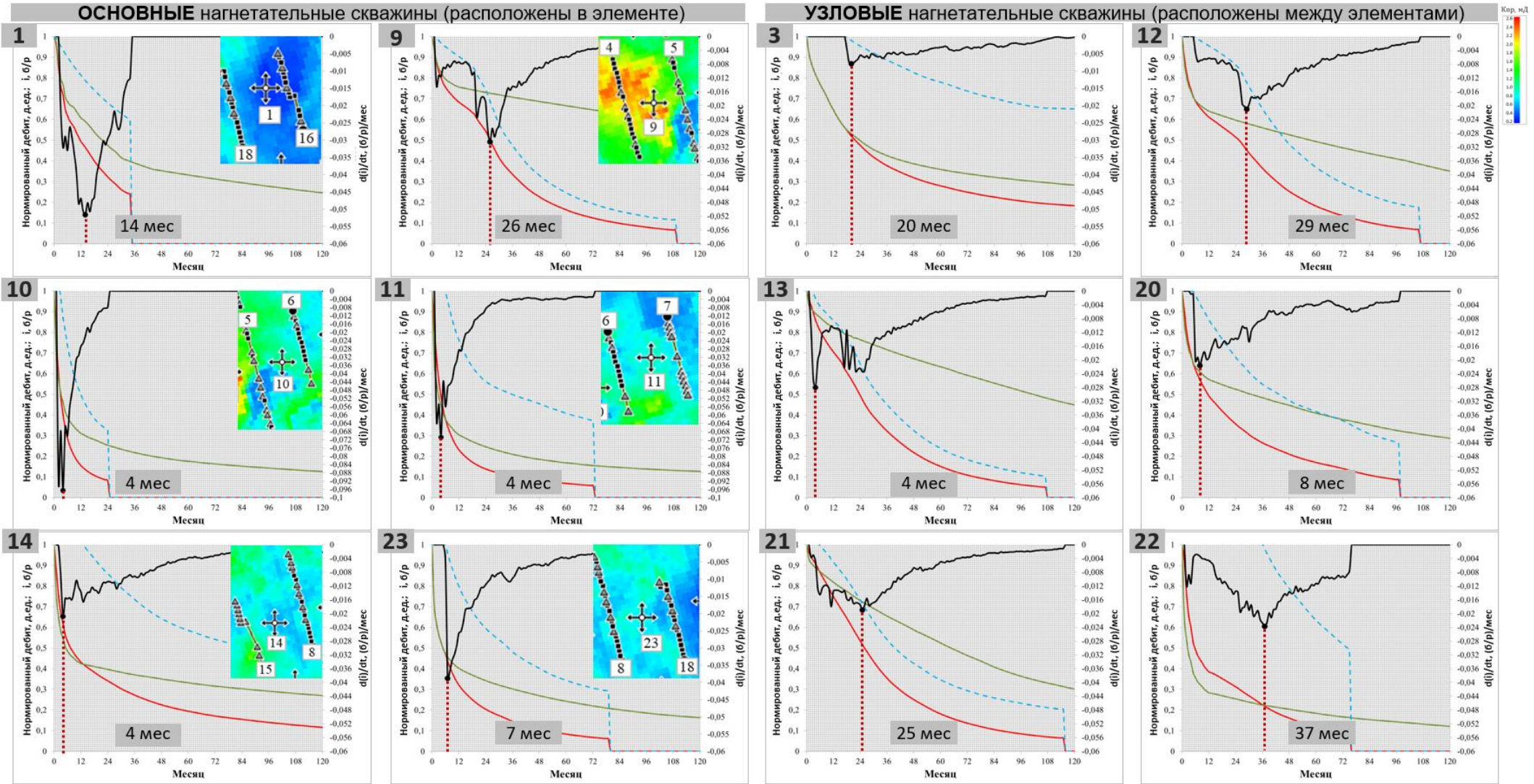


Рисунок 3.7 – Графики динамики нормированных дебитов нефти Сценариев 1 и 2 и первой производной от отношения нормированных дебитов по основным и узловым нагнетательным скважинам

Традиционный метод с многовариантными расчетами применяется при обосновании периода эксплуатации в режиме добычи в рамках подготовки проектно-технических документов на разработку месторождений и основывается на результатах гидродинамических расчетов набора вариантов. Суть вариантов заключается в последовательном переборе срока отработки нагнетательных скважин от 1 до 36 месяцев (с приемлемым шагом 1-3 месяца) и установлении одинакового значения для всех скважин в модели. Полученная накопленная добыча нефти для каждого варианта фиксируется на общем графике (Рисунок 3.8, черная линия) в соответствие с заданным периодом эксплуатации. Таким образом, получается график значений накопленной добычи нефти по вариантам с наличием перегиба (максимальное значение на графике). Затем по точке перегиба определяется период эксплуатации в режиме добычи, обеспечивающий наибольший отбор добычи нефти по рассмотренным вариантам.

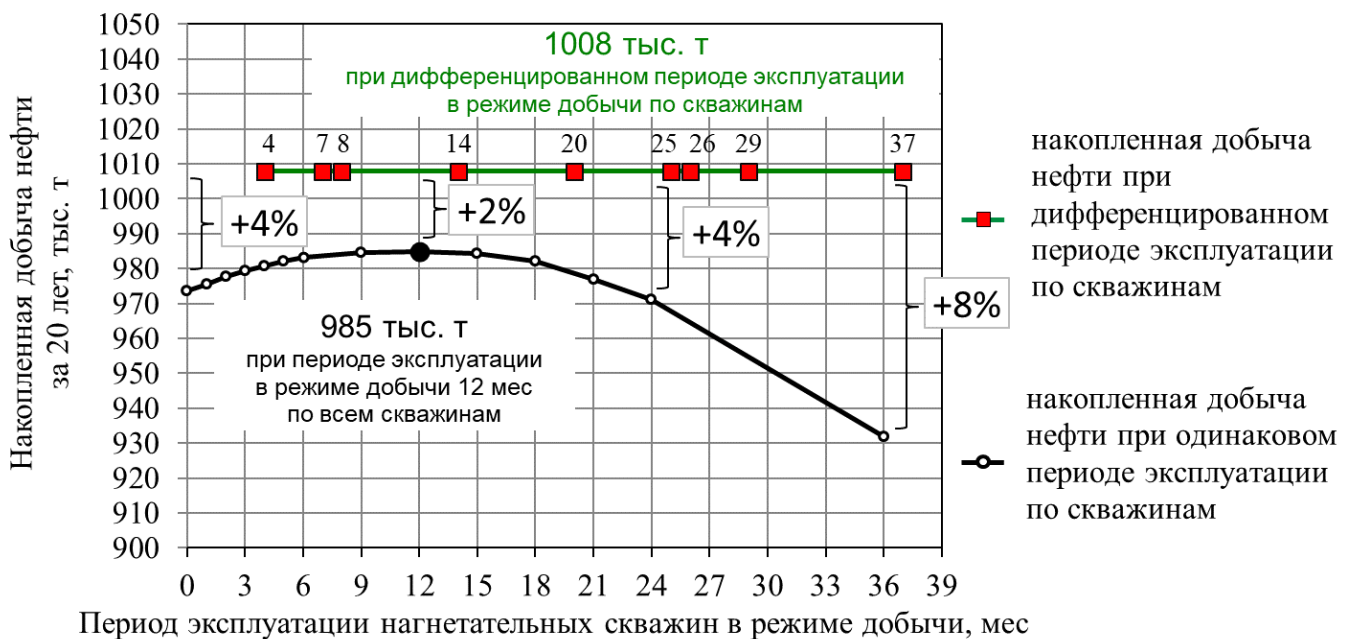


Рисунок 3.8 – График накопленной добычи нефти при дифференцированных и одинаковых для всех скважин периодах эксплуатации в режиме добычи

Для оценки эффективности разработанного метода выполнено сравнение с результатами традиционного многовариантного подхода, по которому максимум по накопленной добыче нефти за 20 лет достигается до 985 тыс. т при одинаковом по скважинам периоде эксплуатации в режиме добычи 12 месяцев (Рисунок 3.8, черная линия).

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.

Таким образом, разработанный метод имеет преимущество перед традиционным, так как позволяет своевременно переводить под закачку каждую нагнетательную скважину и тем самым увеличивать накопленную добычу нефти. Найденный традиционным методом период отработки, одинаковый для всех нагнетательных скважин, не обеспечивает максимального значения накопленной добычи нефти.

Для проверки устойчивости результатов предложенного метода проведены дополнительные расчеты с изменением среднего коэффициента проницаемости пласта от  $0,55 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $5,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (Таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Устойчивость результатов метода к изменению проницаемости

Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Дополнительная добыча нефти относительно расчета с одинаковым периодом эксплуатации в режиме добычи для всех скважин (традиционный подход), тыс. т		Отклонение, %
	Применение дифференцированных периодов эксплуатации по нагнетательным скважинам из многовариантных поскважинных расчетов	Применение дифференцированных периодов эксплуатации по нагнетательным скважинам, полученных разработанным методом	
0,55	20,2	16,2	20
0,83	21,5	19,4	10
1,10 (исходная модель)	24,0	23,0	4
1,38	31,0	29,7	4
5,50	120,6	115,6	4

При проницаемости более  $1,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> сходимость методов высокая, отклонение на уровне 4 %. Для значений проницаемости менее  $1,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> отклонение – 10 % по причине ухудшения гидродинамической связи между скважинами. При сверхнизком значении проницаемости  $0,55 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> разница достигает 20 %.

### 3.4 Доказательство правомерности метода

#### 1. Наличие экстремума первой производной функции $i(t)$

Теоретическая часть. Для доказательства наличия локального экстремума (в данном случае - минимума) первой производной используем классические определения математического анализа:

- *минимумом* функции на некотором множестве называют точку, в которой значение функции меньше, чем в соседних точках этого множества;
- минимумы и максимумы называются *экстремумами* функции;
- если в точке экстремума (в критической точке) первая производная функции равна нулю и меняет знак с минуса на плюс, то эта точка является *минимумом*.

Практическая часть. Для аналитического доказательства наличия минимума первой производной функции  $i(t)$  представим модельную динамику дебита нефти скважины № 9 в Сценариях 1 и 2 в виде аналитической функции экспоненциального вида (кривая падения Арпса) от параметра времени  $t$  [98]:

$$q_0(t) = q_0(t_0)e^{-\alpha(t-t_0)}, \quad (3.4)$$

где  $q_0(t_0)$  – начальный дебит нефти;  $\alpha$  – коэффициент падения;

$t$  – время;  $t_0$  – начальный момент времени.

Затем найдем вторую производную и приравняем к нулю для нахождения критической точки и определения знаков (плюс или минус) слева и справа.

В силу того, что в рассматриваемой скважине проведен гидроразрыв пласта (для увеличения охвата пласта дренированием и интенсификации добычи в низкопроницаемом коллекторе), первые месяцы работы динамика дебита характеризует работу трещины ГРП. Затем следует режим работы пласта на истощении. В этой связи, для каждого периода характерен свой вид аналитической экспоненциальной функции (Рисунок 3.9, Рисунок 3.10).

Кроме того, в Сценарии 1, когда в добычу запускаются все скважины элемента разработки, в определенный момент начинается процесс интерференции скважин (интервал с точками красного цвета), сопровождающийся резким снижением дебита нефти по причине возникающей «борьбы за запасы» между

скважинами и более быстрого снижения пластового давления. При этом меняется выпуклость функции (Рисунок 3.9) и воспроизвести динамику дебита (выпуклую вверх) представляется возможным через модифицированную кривую Арпса от параметра времени во второй степени ( $t^2$ ):

- на 1-ом и 2-м интервалах функции  $y_1$  и  $y_2$  выпуклы вниз (вогнутые);
- на 3-ем интервале функция  $y_3$  выпукла вверх (выпуклая);
- на 4-ом и 5-м интервалах функции  $y_4$  и  $y_5$  выпуклы вниз (вогнутые).

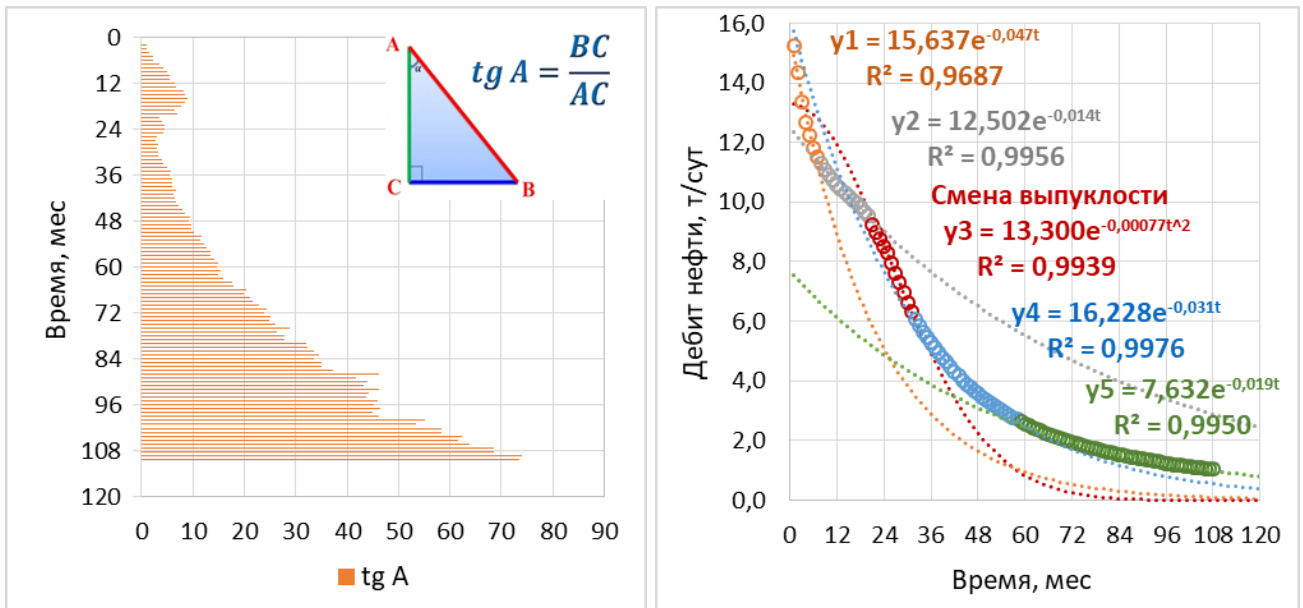


Рисунок 3.9 – Сценарий 1. Выделение интервалов по  $tg A$ . Воспроизведение динамики дебита нефти скважины № 9 в виде функций экспоненциального вида

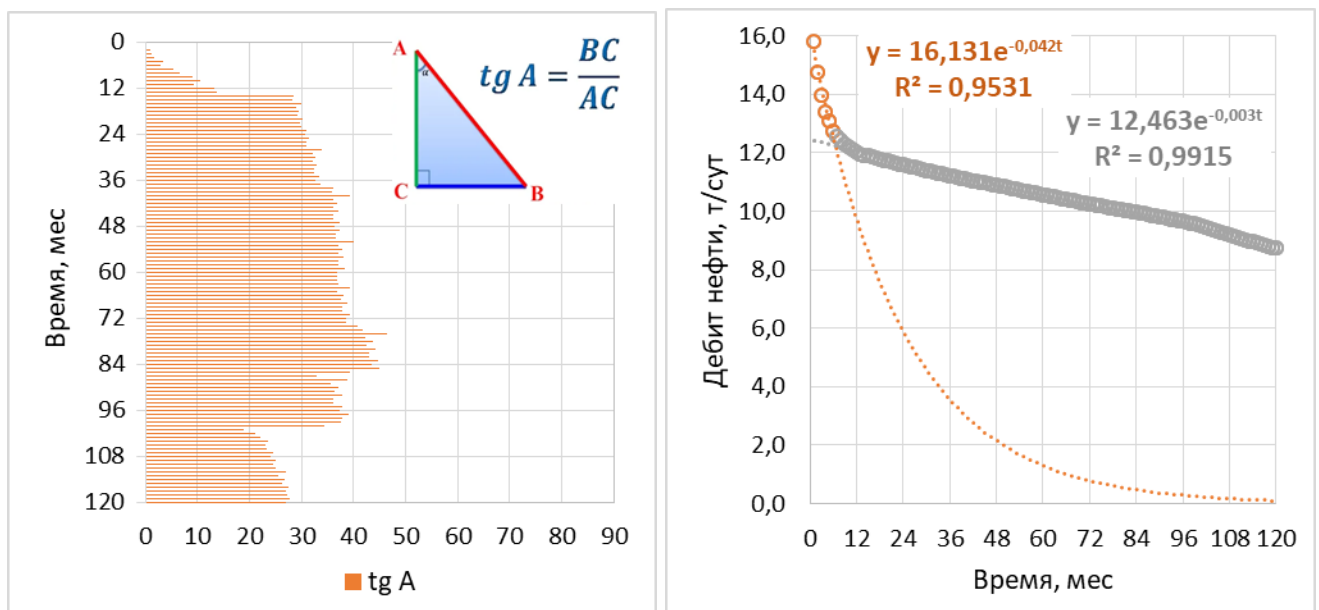
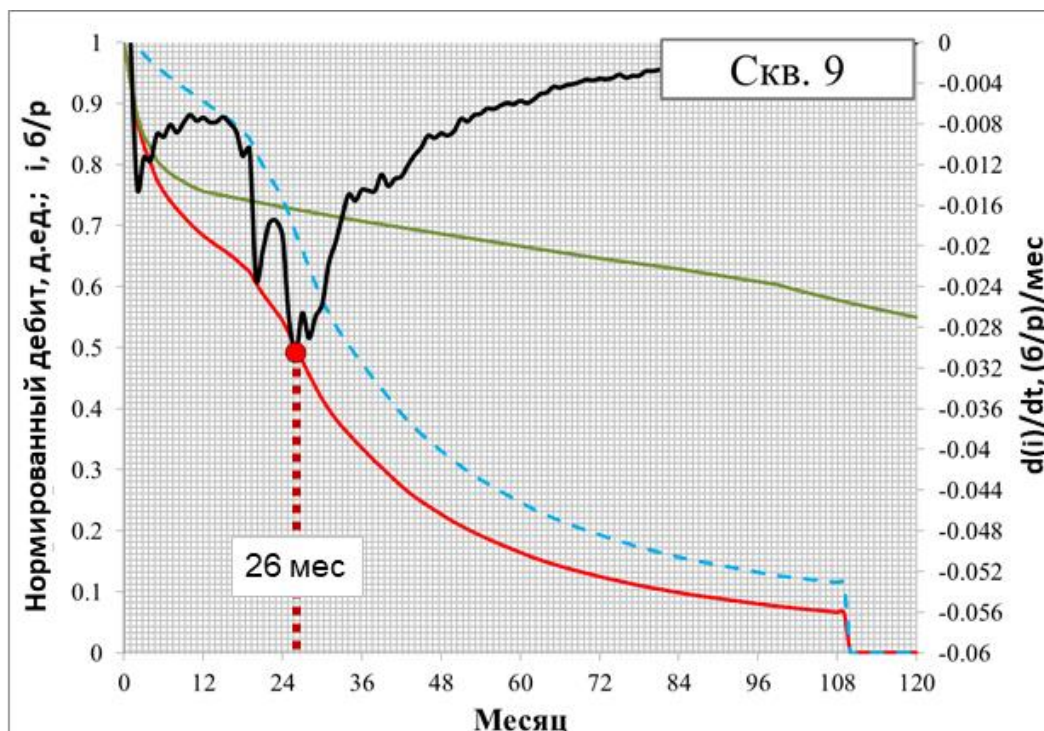


Рисунок 3.10 – Сценарий 2. Выделение интервалов по  $tg A$ . Воспроизведение динамики дебита нефти скважины № 9 в виде функций экспоненциального вида

В качестве автоматического разбиения динамики дебита на интервалы, использован авторский алгоритм, учитывающий значения тангенса острого угла наклона ( $tg A$  - угловой коэффициент касательной) от вертикальной оси на каждом расчетном шаге и предусматривающий объединение мелких интервалов с соседними по условию: не менее пяти точек в одном интервале. Из анализа зависимости  $tg A$  от времени в Сценарии 1 (Рисунок 3.9) следует, что изменение растущей тенденции на падающую является индикатором смены выпуклости функции дебита.

Далее, используя подобранные аналитические функции для всех интервалов, требуется доказать наличие экстремума первой производной от отношения дебитов Сценариев 1 и 2. По представляемому в диссертационной работе новому методу индивидуальный период эксплуатации нагнетательной скважины №9 в режиме добычи составил 26 месяцев (Рисунок 3.11).



- $q_1(t)$  – нормированный дебит нефти в Сценарии 1
- $q_2(t)$  – нормированный дебит нефти в Сценарии 2
- - -  $i(t)$  – отношение дебитов, д.ед.
- $i'(t)$  – первая производная по времени, д.ед.
- $\min(i')$  - минимальное значение  $i'$  за период

Рисунок 3.11 – Определение периода эксплуатации в режиме добычи по нагнетательной скважине №9 разработанным методом

Для аналитического доказательства полученного результата рассмотрим интересующий временной интервал от 21 до 31 месяцев, характеризующийся выраженным процессом интерференции скважин (Рисунок 3.12).

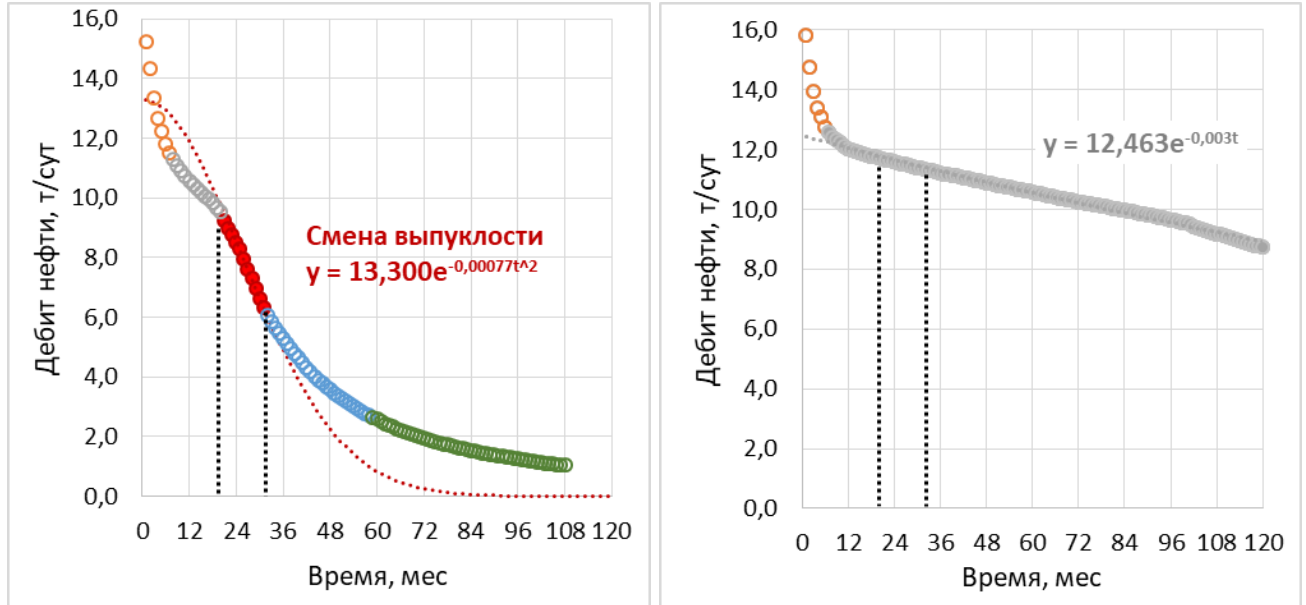


Рисунок 3.12 – Воспроизведение динамики дебита скважины №9 в Сценариях 1, 2 в виде функций экспоненциального вида на интервале от 21 до 31 месяцев

Доказательство.

1. В Сценарии 1 на рассматриваемом интервале отмечается период интерференции, на котором динамика падения дебита лучшим образом воспроизводится экспоненциальной функцией выпуклостью вверх от параметра времени  $t$  во второй степени:

$$q_1(t) = 13,300e^{-0,00077t^2}. \quad (3.5)$$

2. В Сценарии 2 на рассматриваемом интервале отмечается установившийся режим, на котором динамика падения дебита воспроизводится экспоненциальной функцией выпуклостью вниз:

$$q_2(t) = 12,463e^{-0,003t}. \quad (3.6)$$

3. Отношение нормированных дебитов Сценария 1 и Сценария 2:

$$i(t) = \frac{q_1(t)}{q_2(t)} = \frac{(13,300e^{-0,00077t^2})/13,300}{(12,463e^{-0,003t})/12,463} = \frac{e^{-0,00077t^2}}{e^{-0,003t}}. \quad (3.7)$$

4. Расчет первой производной от отношения нормированных дебитов аналитическим методом:

$$i'(t) = 0,003e^{0,003t}e^{-0,00077t^2} - 0,00077 \cdot 2t \cdot e^{0,003t}e^{-0,00077t^2}. \quad (3.8)$$

5. Расчет второй производной с целью определения наличия экстремума функции  $i'(t)$ :

$$i''(t) = e^{0,003t}e^{-0,00077t^2} (0,00077^2 \cdot 4t^2 - 0,003 \cdot 0,00077 \cdot 4t - 2 \cdot 0,00077 + 0,003^2). \quad (3.9)$$

6. Определение критической точки из уравнения:

$$i''(t) = 0. \quad (3.10)$$

Решение уравнения с использованием программы Mathcad.

Корнем уравнения является точка  $t=27,43$  месяцев (Рисунок 3.13).

7. На интервале  $[21; 27,43$  мес) вторая производная  $i''(t) < 0$ .  
 На интервале  $(27,43; 31$  мес] вторая производная  $i''(t) > 0$ .  
 Точка  $t=27,43$  является точкой *минимума* для первой производной  $i'(t)$ .
8. Найденное аналитическим путем значение  $t=27,43$  месяцев сопоставимо с результатом  $t=26$  месяцев, полученным представляемым в диссертационной работе методом (Рисунок 3.11), что доказывает его правомерность.
9. Погрешность вычисления составила 1 месяц может быть связана с двумя факторами:

- определение границ интервала, где проявляется интерференция скважин;
- точность подбора аппроксимирующей функции на выбранном интервале.

Таким образом, проведено доказательство аналитическим путем наличия экстремума (минимума) первой производной функции отношения нормированных дебитов  $i(t)$  Сценариев 1 и 2.



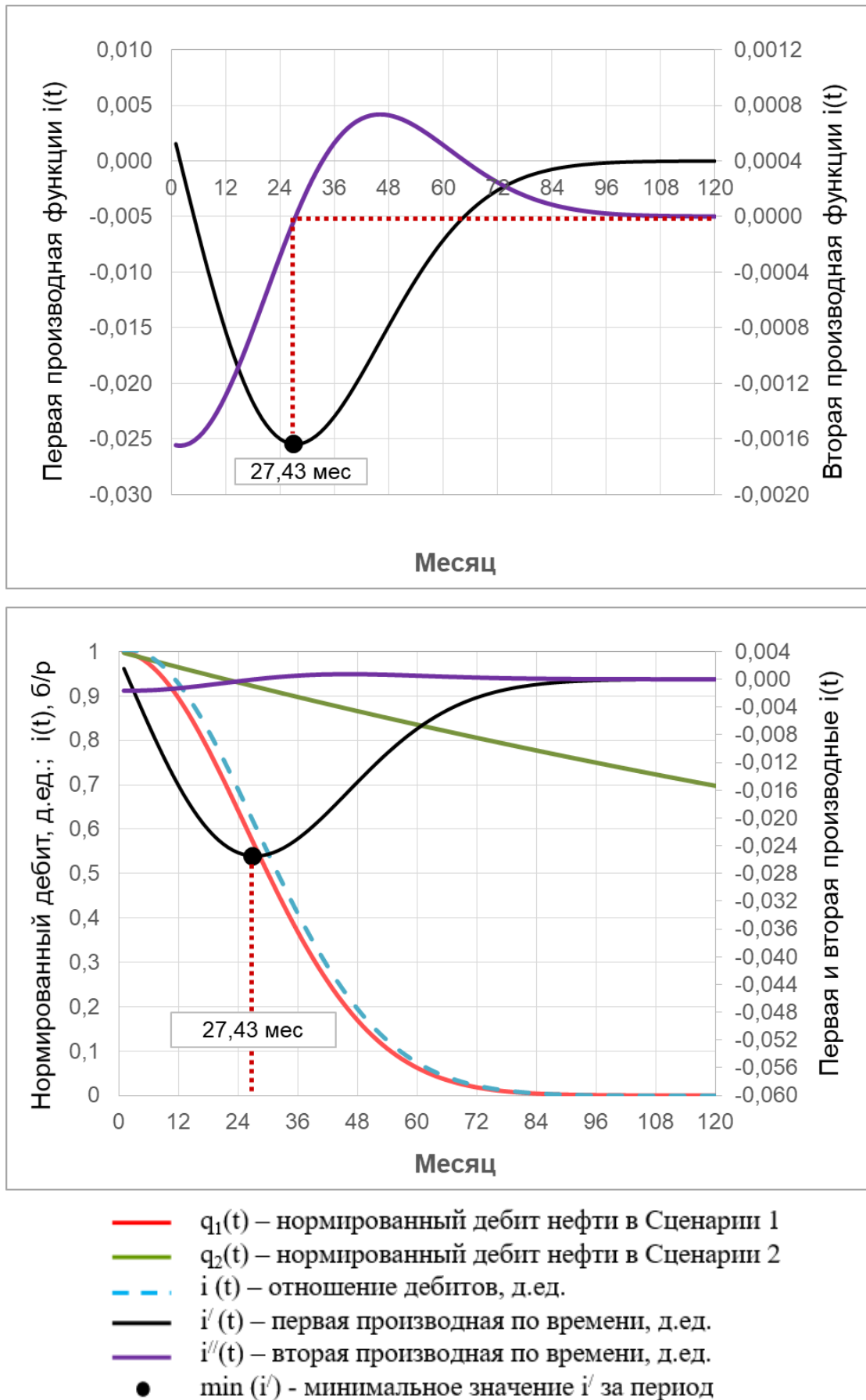


Рисунок 3.13 – Определение минимума первой производной от отношения дебитов Сценариев 1 и 2 с использованием программы Mathcad

## 2. Проверка максимизации накопленной добычи нефти

Для проверки максимизации накопленной добычи нефти используем поскважинные результаты из многовариантных гидродинамических расчетов, выполненных в рамках традиционного подхода. Анализ изменения накопленной добычи нефти (за 20 лет) в зависимости от периода эксплуатации в режиме добычи (от 0 до 60 месяцев) проведен для основных нагнетательных скважин №№1, 9, 10, 11, 14, 23, расположенных в элементах заводнения (Рисунок 3.14). По узловым нагнетательным скважинам, расположенным между элементами заводнения, детальный анализ не проводился в виду сложности распределения расчетной добычи нефти между скважинами.

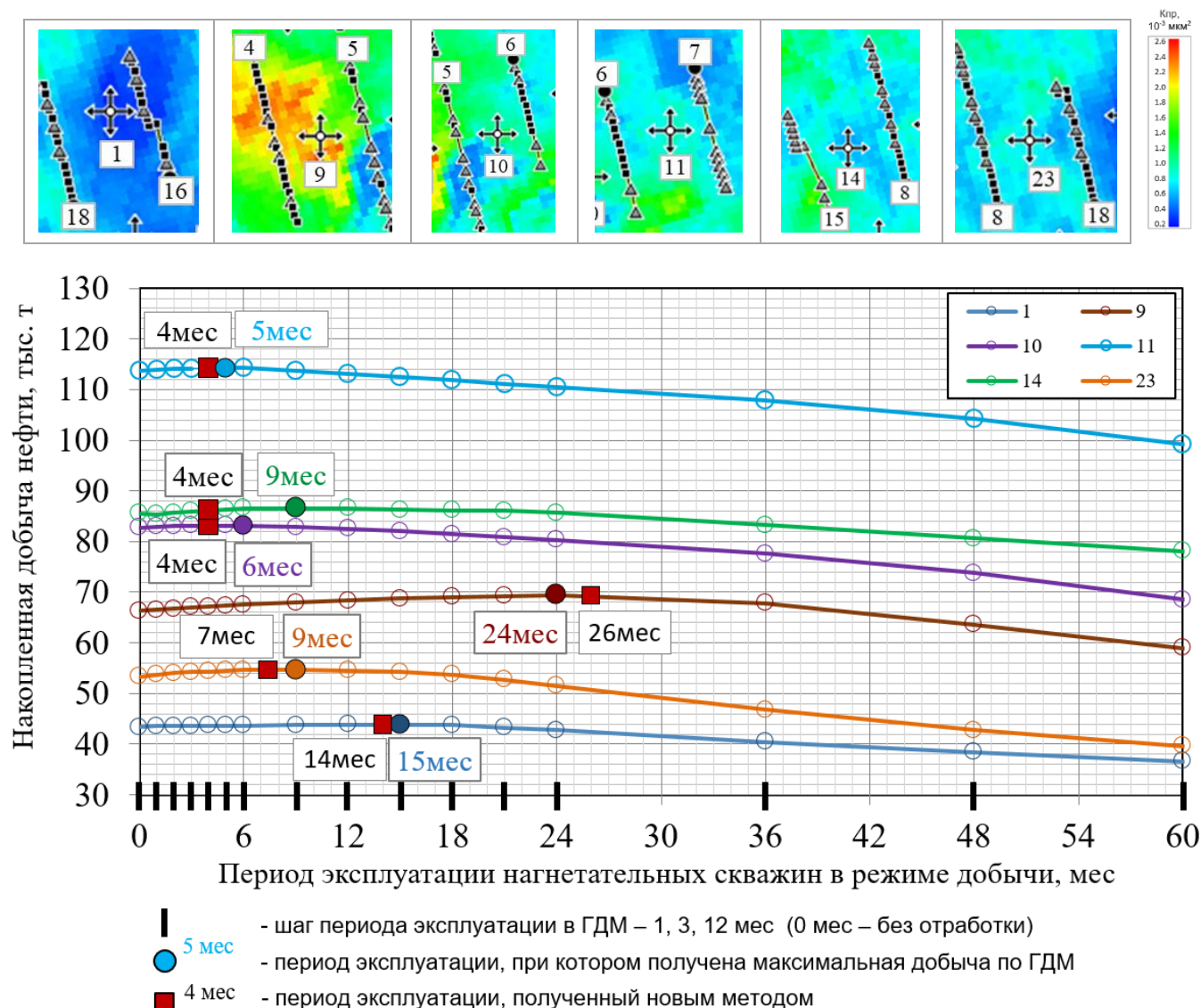


Рисунок 3.14 – Сравнение периодов эксплуатации нагнетательных скважин в режиме добычи, полученных традиционным и разработанным методом

Для каждого элемента заводнения рассмотрены варианты с перебором сроков отработки:

от 0 до 6 месяцев – с шагом 1 месяц;

от 6 до 24 месяцев – с шагом 3 месяца;

от 24 до 60 месяцев – с шагом 12 месяцев.

Общее количество вариантов составило – 16, включая вариант на режиме истощения.

В результате по расчетам на гидродинамической модели (ГДМ) определены периоды эксплуатации нагнетательных скважин в режиме добычи (Рисунок 3.14, закрашенные цветные точки), при которых получена максимальная накопленная добыча нефти по элементу. Например, по скважине № 11 (верхняя голубая линия) получен период отработки 5 месяцев.

Далее по каждой скважине отмечены периоды эксплуатации в режиме добычи, определенные разработанным в диссертации методом (красные квадраты). Так по скважине № 11 определен период отработки 4 месяца. Отличие от результата, полученного традиционным методом, составило 1 месяц.

В итоге по всем основным нагнетательным скважинам получена высокая сходимость (среднее расхождение – 2 месяца), что свидетельствует о достоверности результатов нового метода, представляемого в работе.

Таким образом, с помощью многовариантных расчетов на ГДМ проведена проверка и подтверждение того, что найденный разработанным методом период эксплуатации нагнетательных скважин в режиме добычи обеспечивает увеличение накопленной добычи нефти.

### **Выводы главе 3:**

1. Разработан метод определения дифференцированного периода эксплуатации нагнетательной скважины в режиме добычи, основанный на оценке начала процесса интерференции скважин в элементе разработки.

2. Разработанный метод определения дифференцированного периода эксплуатации нагнетательных скважин в режиме добычи в условиях низкопроницаемых неоднородных коллекторов позволяет увеличивать накопленную добычу нефти за счет своевременного перевода скважин под закачку.

3. Предложенный метод предусматривает сокращение трудозатрат и вычислительных ресурсов по сравнению с традиционным (многовариантным) методом за счет меньшего количества расчетов на ГДМ.

4. Устойчивость результатов разработанного метода в сопоставлении с многовариантными поскважинными расчетами зависит от величины проницаемости в районе элемента заводнения:

- при проницаемости более  $1,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> сходимость методов высокая, отклонение на уровне 4 %;

- для значений менее  $1,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> отклонение – 10 %;

- при сверхнизкой проницаемости  $0,55 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> отклонение – 20 %.

При сверхнизких значениях проницаемости отмечается снижение устойчивости результата по причине ухудшения гидродинамической связи между скважинами.

5. Проведено доказательство аналитическим путем наличия экстремума (минимума) первой производной функции отношения нормированных дебитов Сценариев 1 и 2.

6. С помощью многовариантных расчетов на гидродинамической модели проведена проверка и подтверждение того, что дифференцированный период эксплуатации нагнетательных скважин в режиме добычи обеспечивает увеличение накопленной добычи нефти по каждому элементу.

## 4 ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ КОМБИНИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

### 4.1 Сравнение эффективности наклонно-направленных и горизонтальных скважин с гидроразрывом пласта

Бурение горизонтальных скважин с многостадийным ГРП (ГС с МГРП) на Ем-Еговском участке началось с 2013 г. [67, 75, 96]. Реализация опытно-промышленных работ (ОПР) по бурению ГС с МГРП (800 м с 5 ГРП), ориентированных перпендикулярно значению азимута регионального стресса (Рисунок 4.1), позволила увеличить запускные дебиты нефти в среднем до 54-79 т/сут в зависимости от длины горизонтальной части ствола и количества стадий ГРП (о чем подробно изложено в разделе 1.4).

Учитывая, что бурение ГС с МГРП в отложениях тюменской свиты, является новым технологическим решением, то и выводы о его эффективности необходимо принимать, сопоставляя с технологиями, опробованными ранее. Соответственно, ниже представлен сопоставительный анализ работы ГС с МГРП относительно ННС с ГРП.

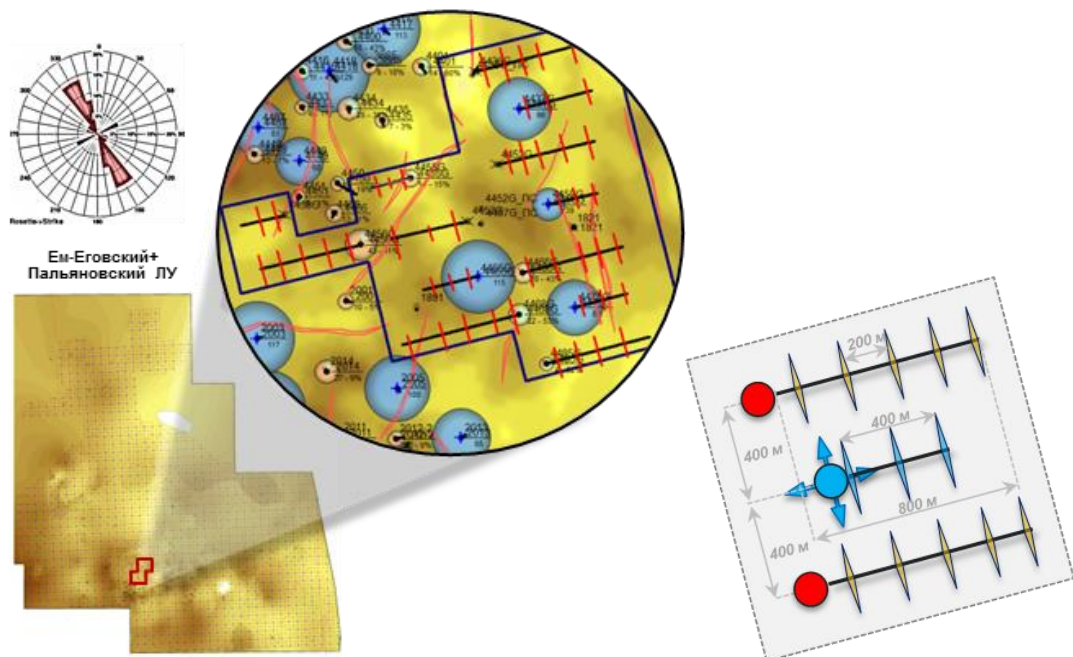


Рисунок 4.1 – ОПР на объекте ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского ЛУ по бурению ГС с МГРП, ориентированных поперек регионального стресса

Принимая во внимание, что объект ЮК<sub>2-9</sub> является неоднородным по площади и разрезу, а районы бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин находятся в различных зонах, необходимо было выполнить сопоставительный анализ геолого-физических характеристик (ГФХ) (Рисунок 4.2).

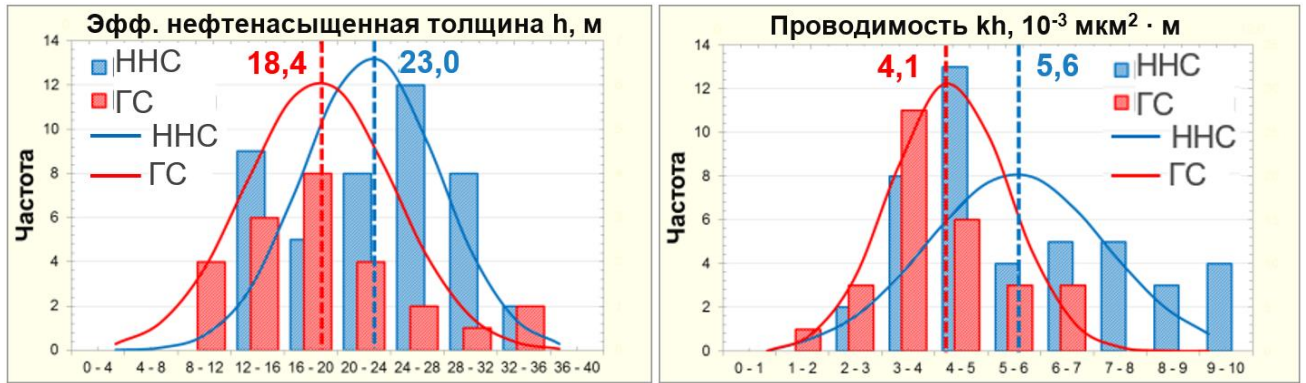


Рисунок 4.2 – Гистограмма сопоставления ГФХ по ННС с ГРП и ГС с МГРП

По результатам анализа сделан вывод, что ГС пробурены в менее благоприятных геологических условиях, так как бурились позже кустов ННС. В частности, нефтенасыщенные толщины в среднем меньше на 4,6 м, проводимость меньше на  $1,8 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>·м (Таблица 4.1). При этом запускные и накопленные показатели за первый год работы по ГС с МГРП превосходят показатели по ННС с ГРП в 2 - 2,2 раза, что свидетельствует об эффективности горизонтального бурения. По ГС с МГРП за первый год эксплуатации удельная добыча нефти составила 9,1 тыс. т по сравнению с 4,6 тыс. т по ННС с ГРП при сопоставимых темпах падения дебитов нефти, рассмотренных в разделе 1.4 (Таблица 4.1, Рисунок 4.3) [78].

Таблица 4.1– Сопоставление ГФХ и показателей ННС с ГРП и ГС с МГРП объекта ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского участка

Технологические параметры	ННС с ГРП 44 скважины	ГС <sub>800м</sub> с МГРП 27 скважин	Кратность 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 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> ·м	6,2	4,4	0,7
Запускной Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут	32,5	70,7	2,2
Запускной Q <sub>н</sub> , т/сут	25,3	56,9	2,2
Запускной K <sub>прод</sub> , м <sup>3</sup> /сут/МПа	3,7	7,4	2,0
Запускной J <sub>d</sub> (безразмерный)	0,9	2,5	2,8
Добыча нефти за первый год, тыс. т	4,6	9,1	2,0

При этом стоит отметить, что не все ГС эффективнее ННС. Максимальные показатели фиксируются по тем ГС, которые пробурены в фациях русловых отложений, характеризующихся лучшими ФЕС и большей связностью коллекторов. В этой связи возникла задача обоснования зон целесообразного размещения систем ННС и ГС по площади.

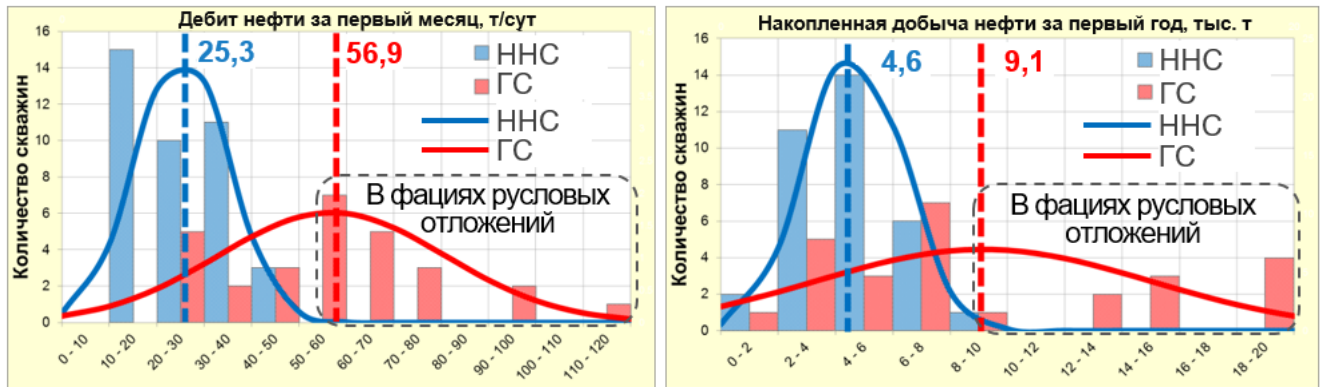


Рисунок 4.3 – Гистограмма сопоставления показателей ННС с ГРП и ГС с МГРП

#### 4.2 Комбинированная система разработки с применением наклонно-направленных и горизонтальных скважин

В работах И.В. Шпунова 2015 года представлено «научно-методическое обоснование эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов нефти среднеюрских отложений Западной Сибири на основе детального геолого-технологического моделирования» [123, 124]. Автор делает вывод, что «породы с низким фильтрационным потенциалом (НФП) должны разрабатываться путем проведения ГРП в скважинах различной конструкции. Повышение эффективности и управляемости ГРП осуществляется с использованием различных технологий перфорирования, в том числе ориентированного, учитывающих направления развития региональной трещиноватости» [123].

В своей работе 2021 года А.Н. Янин приводит результаты уникального обзора применения «технологии ГРП в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах на «ультранизкопроницаемых» коллекторах месторождений Западной Сибири» [133]. Благодаря технологии ГРП существенно повысилась эффективность разработки ТРИЗ. На основе анализа автор делает важный вывод

и называет это одним из основных принципов эффективной разработки «ультранизкопроницаемых» коллекторов: «Принцип 11. Применение на залежах с УНПК горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами в благоприятных геологических условиях» [133]. Данный принцип подтверждается результатами пилотных работ по бурению горизонтальных скважин с многостадийным ГРП на объекте ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского участка.

В условиях значительного этажа нефтеносности тюменской свиты Ем-Еговского участка (в среднем - 120 м) применение системы ГС с МГРП повсеместно нецелесообразно. Трещина МГРП вскрывает до 100 м общей мощности пласта (при закачке на стадию до 120 тонн проппанта). В зонах значительной расчленённости разреза (в среднем - 29 ед.) большая часть ствола проходит через неколлектор, что вызывает сложность инициации трещин. Это приводит к неполному вовлечению запасов по разрезу и недостижению плановых показателей. (Раздел 1.4, Рисунок 1.22).

На этапе внедрения технологии ГС с МГРП на тюменской свите Ем-Еговского участка предполагалось, что поперечными трещинами будет охватываться весь продуктивный разрез. Детальный анализ дизайнов ГРП и технологических показателей работы ГС с МГРП свидетельствует о том, что высота фактических поперечных трещин ГРП меньше расчетных и не превышает 100 м (Рисунок 4.4, Раздел 1.4 Рисунок 1.21, Рисунок 1.22).

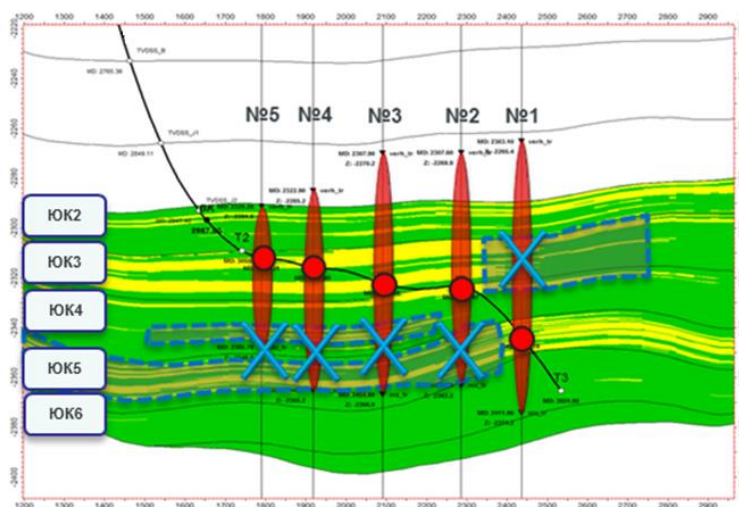


Рисунок 4.4 – Профиль ГС с МГРП с отображением оценочной фактической высоты трещин ГРП



По итогам проведенного анализа сделан важный вывод, что применение технологии бурения ГС с МГРП на тюменской свите ограничено зонами с толщиной менее 100 м для вовлечения в разработку всего разреза (Рисунок 4.5). В зонах, где общая мощность разреза превышает 100 м, целесообразно размещать ННС с двумя или тремя ГРП по разрезу.

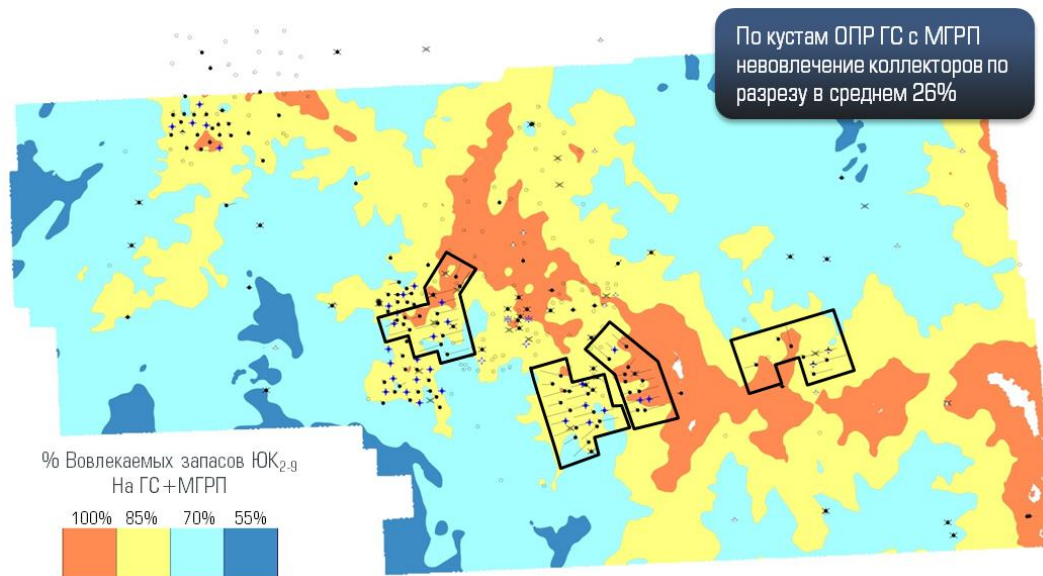


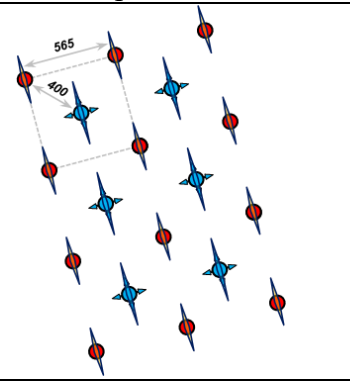
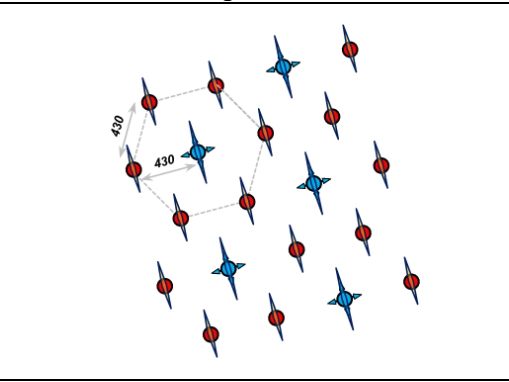
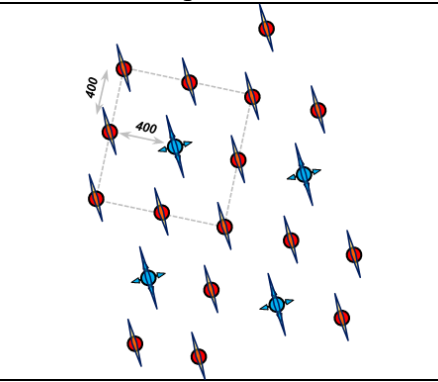
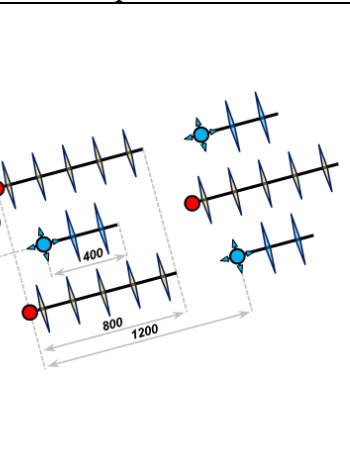
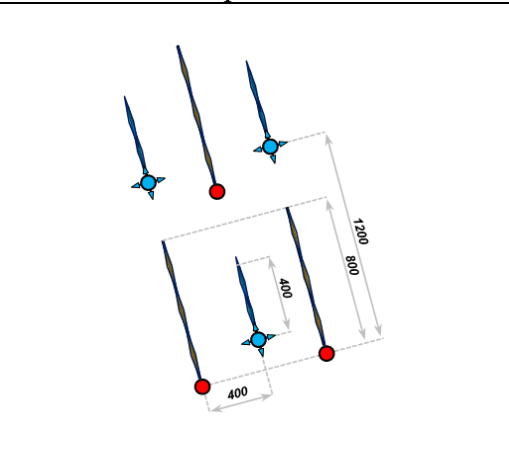
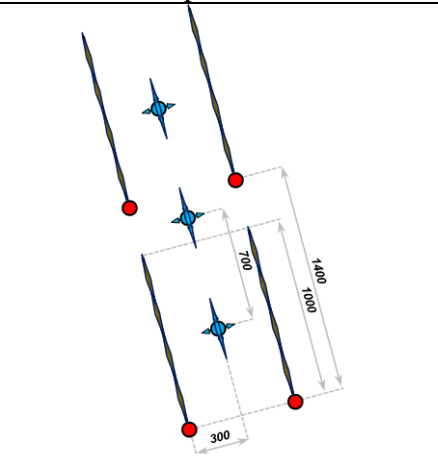




Рисунок 4.5 – Карта доли вовлечения запасов по разрезу системой ГС с МГРП в зависимости от общих толщин пластов ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского участка

Кроме того, успешность бурения ГС с МГРП зависит от фациальной обстановки района. Высокая эффективность обеспечивается наличием пропластков, относящихся к русловой фации, что является благоприятным для проводки ГС и инициации трещин ГРП, а также достаточного объема запасов нефти в зоне дренирования для окупаемости затрат на бурение.

Далее с целью обоснования системы разработки с позиции максимального охвата запасов по площади и разрезу, а также повышения эффективности системы ППД, на секторной гидродинамической модели (ГДМ) выполнены имитационные расчеты 6-ти вариантов разработки ННС и ГС (Таблица 4.2, Таблица 4.3):

- 3 варианта ННС с ГРП по 5-ти, 7-ми и 9-ти точечным схемам размещения;
- 3 варианта ГС с МГРП с размещением поперек и вдоль стресса в шахматном порядке, и с рядным размещением вдоль стресса добывающих ГС с МГРП и нагнетательных ННС с ГРП.

Таблица 4.2 – Основные характеристики вариантов разработки

Параметры системы		Варианты размещения скважин					
		1	2	3	4	5	6
		5 т	7 т	9 т	ГС (75°)	ГС (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/траектория	добывающие	ННС			ГС, $\Delta L_{гс}=800$ м		ГС, $\Delta L_{гс}=1000$ м
	нагнетательные				ГС, $\Delta L_{гс}=400$ м		
Расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами, м		400	430	400	400/1200	400/1200	300/1400
ПСС, га/скв. ГС с МГРП поперек = 2 ННС с ГРП ГС с МГРП вдоль = 1,5 ННС с ГРП		16,0			21,3	25,6	22,2
ГРП/МГРП	добывающие	2			5	3	4
	нагнетательные	2			2	2	2
Полудлина трещин ГРП, м		100			150	200	200
Количество скважин (в руслах/вне русел)		72 (36/36)			36 (18/18)		43 (22/21)
в т. ч. добывающих		36 (18/18)	50 (25/25)	54 (27/27)	18 (9/9)		18 (9/9)
нагнетательных		36 (18/18)	22 (11/11)	18 (9/9)	18 (9/9)		25 (13/12)
<b>Схемы размещения скважин</b>							
Вариант 1		Вариант 2			Вариант 3		
							
Вариант 4		Вариант 5			Вариант 6		
							
 – добывающая ННС с ГРП  – нагнетательная ННС с ГРП					 – добывающая ГС с МГРП  – нагнетательная ГС с МГРП		

Для создания секторной гидродинамической модели (ГДМ) использовалась фациальная геологическая модель, учитывающая особенности изменчивых пластов тюменской свиты. Гидродинамические расчеты вариантов разработки проводились в симуляторе tNavigator.

Чтобы оценить эффективность систем в разных геологических условиях, участок моделирования выбирался вблизи разбуренной и изученной зоны, где в разрезе пластов ЮК<sub>2-9</sub> присутствуют как интервалы русловой фации, так и сильно расчлененный коллектор (Рисунок 4.6, Таблица 4.2).

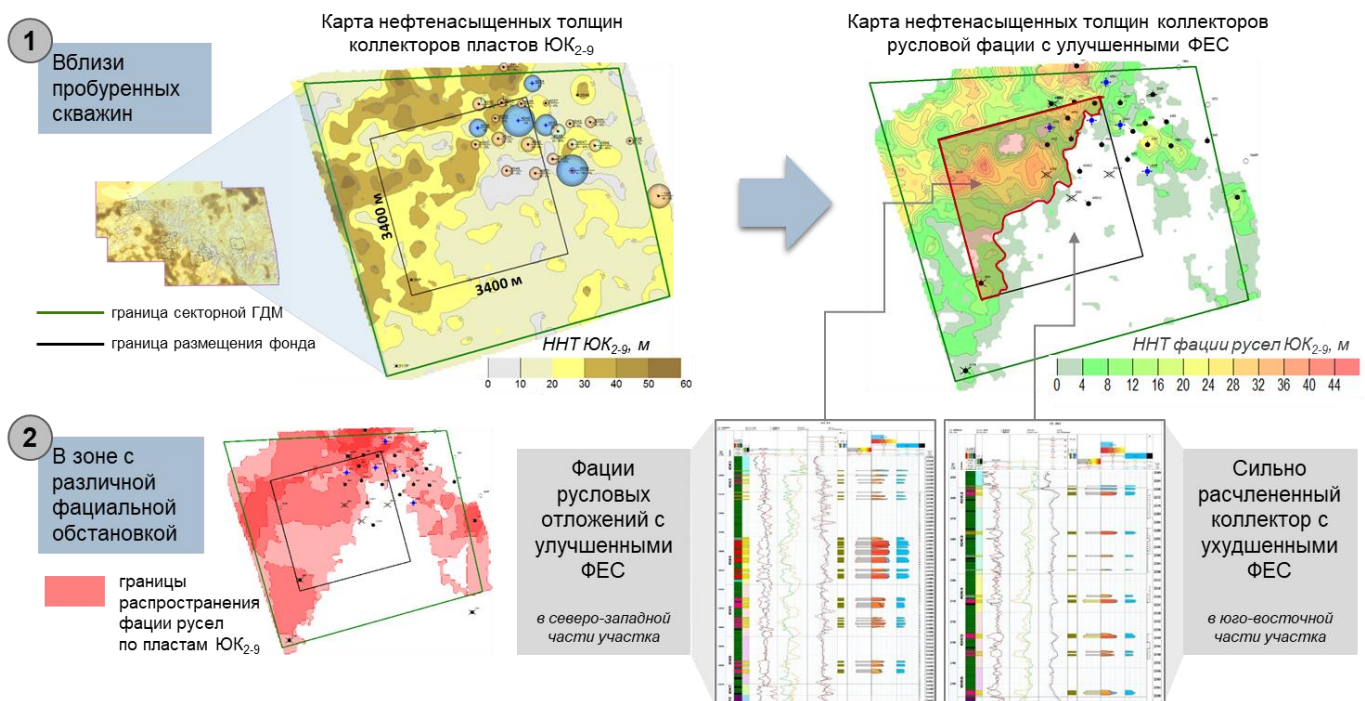


Рисунок 4.6 – Схема выбора участка секторного моделирования

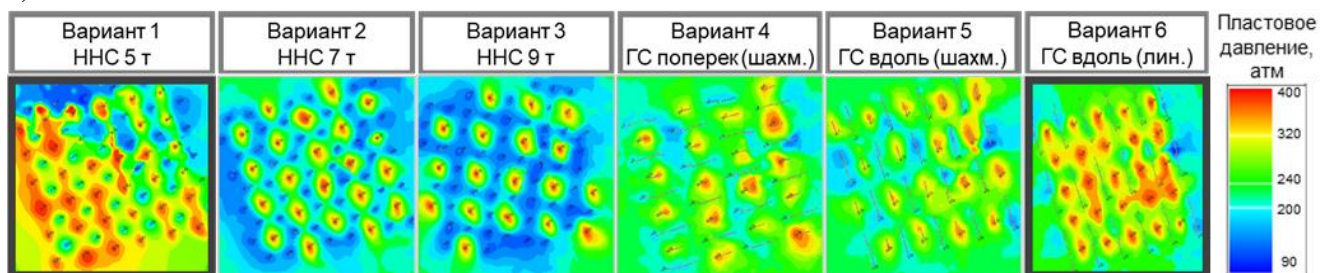
С учетом опыта фактической эксплуатации скважин и проблематики разработки объекта ЮК<sub>2-9</sub> (раздел 1.4) при формировании вариантов разработки учтены характерные особенности, влияющие на конечный результат:

- ориентация осей координатной сетки модели параллельно и перпендикулярно линии регионального стресса;
- ограничение высоты трещины до 100 м в ГС с МГРП;
- наличие эффекта автоГРП в нагнетательных скважинах при высоких давлениях нагнетания.

Для моделирования эффекта автоГРП использована гибридная модель tNavigator с применением User file (файл с настройками по пользовательским данным). В модуле ACTIONC при помощи ключевого слова INJFRAC на нагнетательных скважинах заданы условия роста трещин автоГРП под давлением на забое более 42,0 МПа. В результате, на каждом расчетном шаге при выполнении условий по давлению отмечается рост трещин автоГРП в длину. В варианте 4 с размещением ГС с МГРП поперек стресса происходит пересечение трещин автоГРП нагнетательных скважин с трещинами добывающих ГС. Таким образом, воспроизведена фактическая ситуация прорыва нагнетаемой воды по трещинам, полученная при реализации заводнения на участке опытно-промышленных работ (ОПР) 2013-2015 гг. (Рисунок 2.3).

Интенсивность прорыва закачиваемой воды при учете автоГРП зависит от угла поворота системы разработки относительно линии стресса. В вариантах 1-2 ННС (5-ти и 7-ми точечная системы) и в варианте 6 с линейным размещением ГС с МГРП вдоль стресса с ростом давления в зоне нагнетания растущие трещины автоГРП формируют галерею нагнетания, в результате вытеснение происходит равномерно и эффективно. Это подтверждается распределением полей пластового давления (Рпл) и нефтенасыщенности (Кн) на 20-ый год эксплуатации скважин по результатам расчетов на секторной гидродинамической модели (Рисунок 4.7).

а)



б)

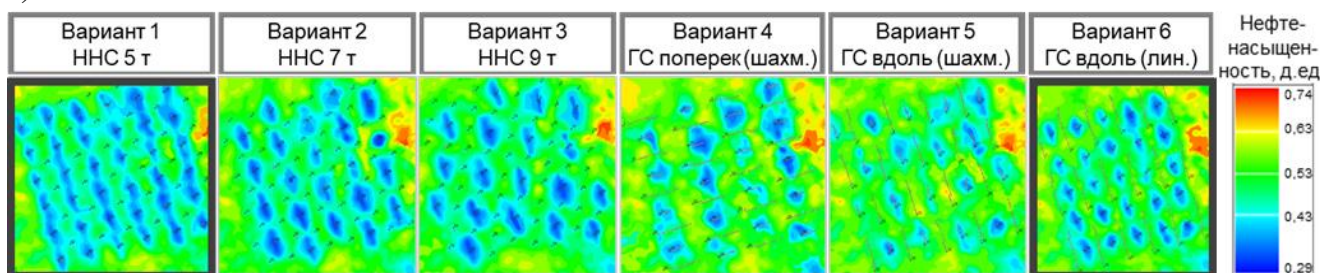


Рисунок 4.7 – Распределение пластового давления Рпл (а) и коэффициента нефтенасыщенности Кн (б) через 20 лет

Параметры расчетов: забойное давление добывающих скважин – 9,0 МПа, нагнетательных – 40,0 МПа, ввод скважин в работу – с одной даты, период эксплуатации нагнетательных скважин в режиме добычи – 6 мес (Таблица 4.3). Все варианты рассчитаны с учетом эффекта автоГРП.

Таблица 4.3 – Условия расчета вариантов в ГДМ

Параметры системы	Варианты размещения скважин					
	1	2	3	4	5	6
	5 т	7 т	9 т	ГС (75°)	ГС (345°)	ГС (345°)
Рзаб добывающих, МПа	9,0					
Рзаб нагнетательных, МПа	40,0					
Режим нагнетания	с эффектом автоГРП					
Ввод скважин в работу	с одной даты					
Период эксплуатации нагнетательных в режиме добычи, мес	6					
Коэффициент эксплуатации скважин	0,96					

Результаты расчетов свидетельствуют о том, что варианты 1, 2, 3 систем ННС с ГРП по характеристике вытеснения показали более эффективную выработку запасов при сопоставлении с ГС с МГРП (Рисунок 4.8, Таблица 4.4). Это объясняется более плотной сеткой ННС (16 га/скв.) и большим коэффициентом охвата по сравнению с ГС, в которых трещины МГРП не вскрывают весь разрез.

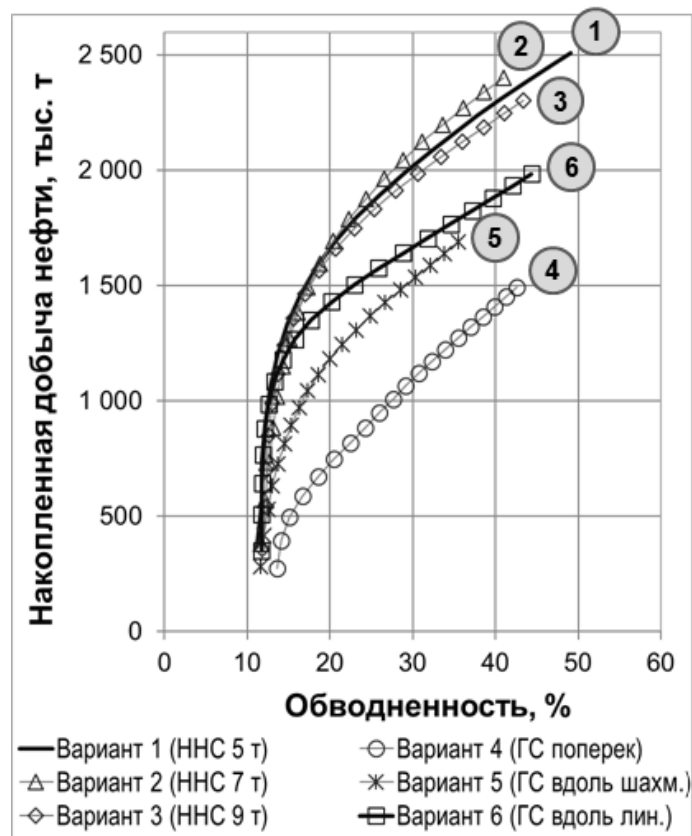


Рисунок 4.8 – Зависимость накопленной добычи нефти от обводненности

Наиболее интенсивная 5-ти точечная система разработки ННС Варианта 1 характеризуется наилучшими показателями: накопленная добыча нефти за 20 лет составила 2,5 млн т (Рисунок 4.8). Удельная величина на одну ННС – в среднем 34,8 тыс. т, на одну добывающую ННС – в среднем 69,7 тыс. т (Рисунок 4.9).

Среди вариантов с ГС лучшие показатели получены по Варианту 6 с линейным размещением скважин вдоль линии стресса. Накопленная добыча нефти за 20 лет около 2,0 млн т (Рисунок 4.8). Удельная величина на одну скважину – в среднем 46,2 тыс. т, на одну добывающую ГС – в среднем 110,3 тыс. т (Рисунок 4.9).

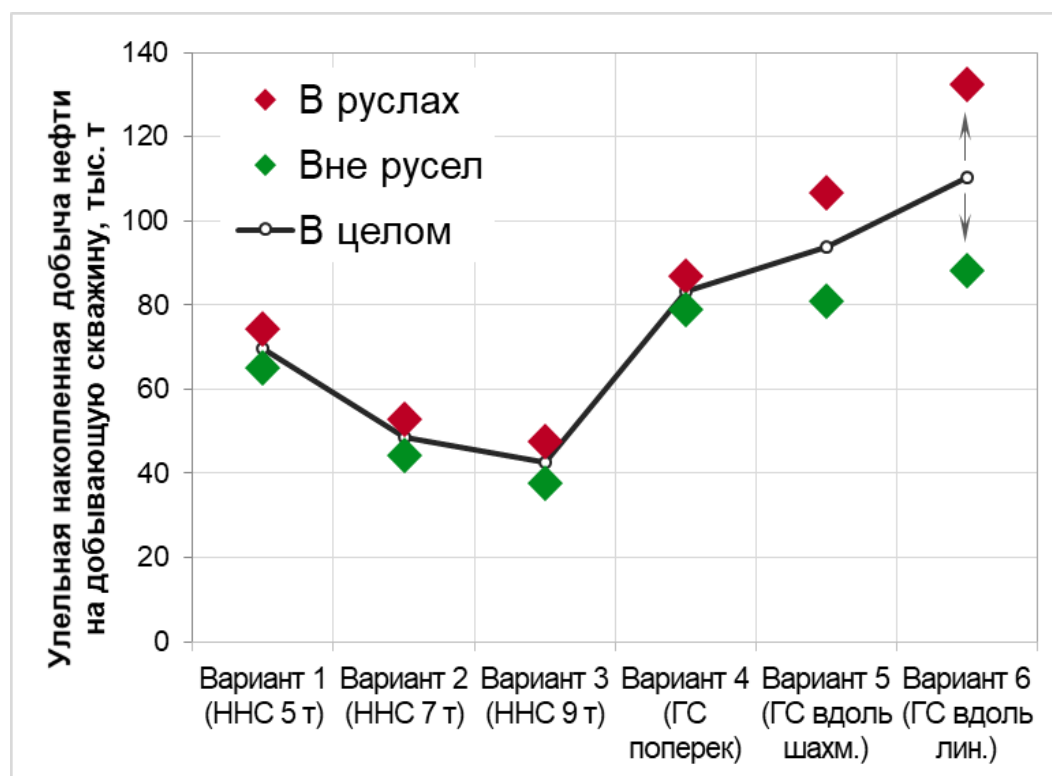


Рисунок 4.9 – Зависимость удельной накопленной добычи нефти на скважину в разных геологических условиях

В публикации 2019 года мною и соавторами было отмечено, что перечисленные системы разработки обеспечивают наиболее равномерное поддержание пластового давления и выработку запасов (Рисунок 4.7). Кроме того, результатами моделирования подтверждено, что для минимизации прорывов закачиваемой воды необходимо линию нагнетания и направление горизонтальных стволов ориентировать параллельно направлению регионального стресса.

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 в добывающие скважины (Рисунок 4.8).

По результатам расчетов установлено, что для систем ГС, ориентированных вдоль стресса (Варианты 5 и 6), удельная накопленная добыча нефти по скважинам, пробуренным в зоне русловых отложений выше, чем по скважинам в расчлененном коллекторе. По Варианту 6 разница в удельных показателях составляет 50 %: в зоне русел – 132,5 тыс. т, в расчлененном коллекторе – 88,1 тыс. т (Рисунок 4.9, Таблица 4.4).

Таблица 4.4 – 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	Вариант 5 ГС вдоль, шахматная	Вариант 6 ГС вдоль, линейная
Накопленная добыча нефти (Q <sub>н</sub> ), тыс. т						
В целом	2 507	2 437	2 304	1 495	1 689	1 986
В руслах	1 336	1 326	1 286	783	961	1 193
Вне русел	1 172	1 111	1 018	712	728	793
Удельная накопленная добыча нефти на добывающую скважину (Q <sub>н</sub> /ДДФ), тыс. т / доб. скв.						
В целом	69,7	48,7	42,7	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
Чистый дисконтированный доход (NPV), млн руб.						
В руслах	1 448	1 347	1 247	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	1,85	1,89
Вне русел	1,37	1,29	1,26	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

В результате выбор рекомендуемой системы разработки ННС и ГС (Таблица 4.4) произведен по наибольшему значению комплексного параметра эффективности (КПЭ), рассчитанного по формуле (4.1) и равного произведению нормированных на максимальное значение множителей: накопленная добыча нефти ( $Q_n$ ), чистый дисконтированный доход (NPV) и индекс доходности (PI).

$$\text{КПЭ}(i) = \text{NQ}_n(i) \cdot \text{HNPV}(i) \cdot \text{PI}(i), \quad (4.1)$$

где  $\text{NQ}_n(i) = Q_n(i) / \max\{Q_n(1); \dots; Q_n(6)\}$  – нормированная на максимальное значение накопленная добыча нефти  $i$ -го варианта;  $\text{HNPV}(i) = \text{NPV}(i) / \max\{\text{NPV}(1); \dots; \text{NPV}(6)\}$  – нормированный на максимальное значение чистый дисконтированный доход  $i$ -го варианта;  $\text{PI}(i)$  – индекс доходности  $i$ -го варианта;  $i$  – номер варианта от 1 до 6.

Из результатов расчетов следует, что для тюменской свиты Ем-Еговского участка Красноленинского месторождения с высоким этажом нефтеносности рекомендуемой является комбинированная система (Рисунок 4.10), состоящая из систем ННС с ГРП (Вариант 1) и ГС с МГРП (Вариант 6), которые выбираются в зависимости от геологических условий (общая толщина, фациальная характеристика, распределение запасов по разрезу).

Комбинированная система разработки на Ем-Еговском участке впервые рекомендована к реализации в проектом документе 2016 года «Дополнение к технологической схеме разработки Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Ем-Еговского+Пальяновского лицензионного участка» (протокол ЦКР Роснедр по УВС г. Москва от 17.11.2016 № 6625) [26].

Позже с учетом совершенствования технологии ГС с МГРП параметры комбинированной система уточнены в проектом документе 2019 года «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) [27].



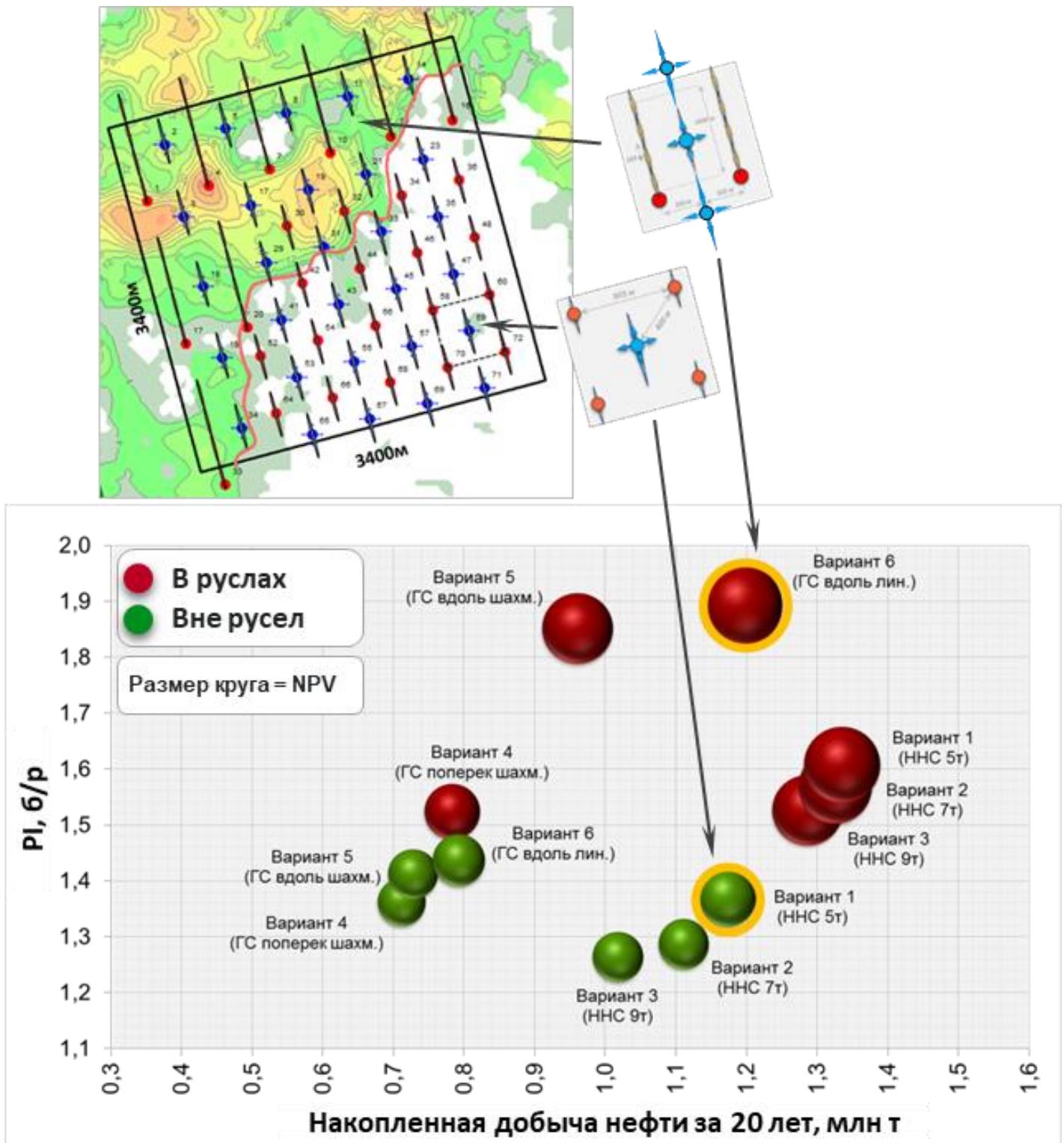


Рисунок 4.10 – Схема формирования комбинированной системы разработки в зависимости от геологических условий

### 4.3 Особенности формирования комбинированной системы разработки

Особенности формирования комбинированной системы разработки основаны на результатах геолого-промыслового анализа типовых разрезов тюменской свиты в разведочных скважинах Ем-Еговского участка (Рисунок 4.11), подкреплены результатами гидродинамического моделирования и технико-экономической оценкой эффективности вариантов разработки (Таблица 4.4, Рисунок 4.10):

**ННС с ГРП** – в зонах, где общая толщина пластов  $N_{общ} > 100$  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  $N_{общ} \leq 100$  м (полный охват трещинами ГРП), 90 % запасов сосредоточены в ЮК<sub>2-5</sub>, и разрез представлен русловыми отложениями с улучшенными ФЕС. Схема размещения ГС – рядная вдоль линии регионального стресса с организацией системы заводнения через ННС. Длина горизонтального участка скважин – 1000 м, расстояние между рядами – 300 м (Вариант 6);

**Риски по размещению скважин** – в зонах выступа фундамента, где нижние пласты ЮК<sub>4-9</sub> выклиниваются, верхние пласты ЮК<sub>2-3</sub> тонкие и расчлененные, общая эффективная нефтенасыщенная толщина объекта составляет менее 10 м. Размещение фонда скважин к бурению в таких зонах нецелесообразно.

С учетом разработанных особенностей формирования комбинированной системы разработки построена карта (Рисунок 4.12), позволяющая обоснованно размещать комбинированный проектный фонд в зависимости от геологических условий. Зоны, выделенные зеленым цветом, являются наиболее подходящими для бурения ННС с ГРП, красным цветом обозначены зоны для размещения ГС с МГРП. Желтые – переходные зоны, в которых можно расположить как ННС, так и ГС, в зависимости от степени расчлененности разреза и фациальной принадлежности. Серым цветом выделены зоны рисков по размещению скважин.

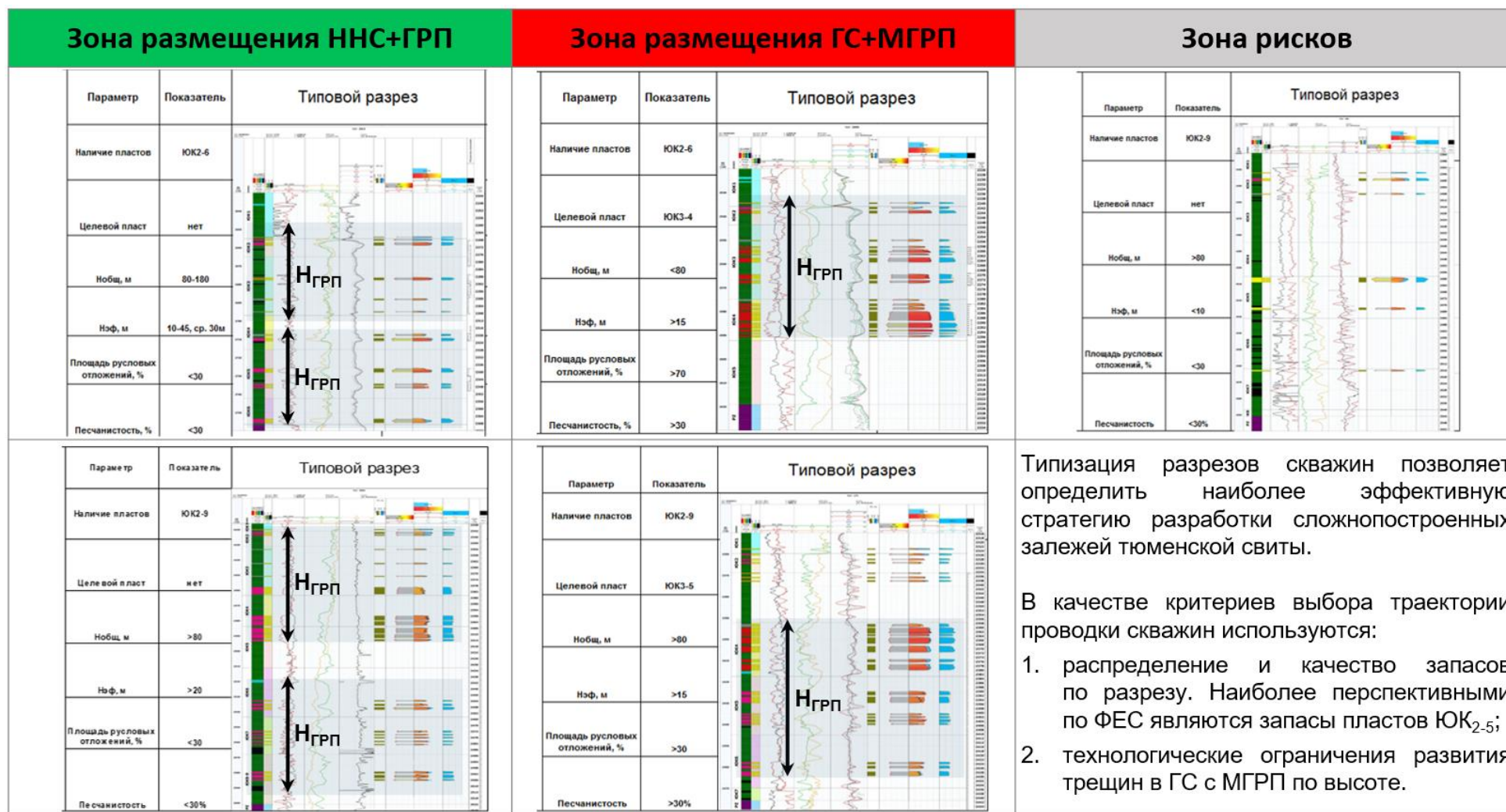


Рисунок 4.11 – Типовые разрезы пластов ЮК<sub>2-9</sub> отложений тюменской свиты Ем-Еговского участка

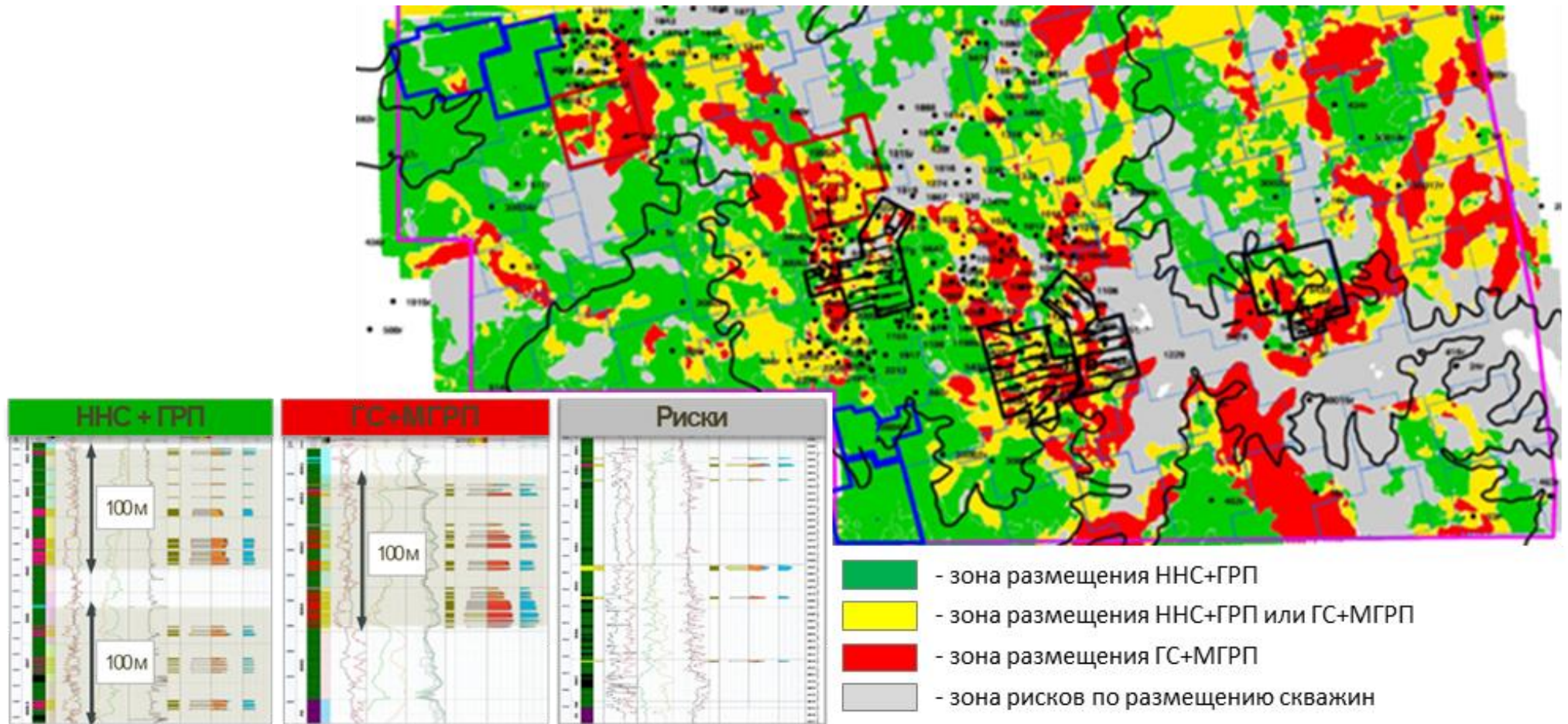


Рисунок 4.12 – Карта зон размещения скважин по комбинированной системе разработки

В переходных желтых зонах при размещении ГС с МГРП, в случае неполного извлечения запасов, рекомендуется бурение нарезок боковых горизонтальных стволов (ЗБГС) после отработки «материнских» стволов скважин. В рамках проектного документа ДТСП 2019 г. [27] автором диссертации обоснована необходимость размещения 230 ЗБГС с удельной эффективностью 50 тыс. т на скважину с положительной экономической эффективностью.

#### **Выводы к главе 4:**

1. Проведено сравнение эффективности технологий ННС с ГРП и ГС с МГРП. Запускные и накопленные показатели за 1-ый год работы по ГС с МГРП превосходят показатели по ННС с ГРП в 2 и более раза, что свидетельствует об эффективности горизонтального бурения.

2. 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.

3. Рассмотрены варианты разработки объекта ЮК<sub>2-9</sub> системами ННС и ГС. С учетом технико-экономического анализа для тюменской свиты с высоким этажом нефтеносности рекомендуемой является комбинированная система, сформированная из 5-ти точечной системы ННС с ГРП (Вариант 1) и линейной системы ГС с МГРП (Вариант 6) в зависимости от геологических условий.

4. Обоснованы особенности формирования комбинированной системы разработки с применением ННС и ГС в условиях высокого этажа нефтеносности и фациальной изменчивости низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты. Решения основаны на анализе типовых разрезов разведочных скважин, подкреплены результатами гидродинамического моделирования и технико-экономической оценкой.

5. Комбинированная система разработки на Ем-Еговском участке утверждена к реализации в проектном документе 2016 года (протокол ЦКР Роснедр по УВС г. Москва от 17.11.2016 № 6625).

## 5 РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ АПРОБАЦИИ ПРЕДЛОЖЕННЫХ МЕТОДИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

По результатам гидродинамического моделирования, аналитических расчетов и промысловых экспериментов на объекте ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского ЛУ Красноленинского месторождения 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  $1_{\text{доб}} : 1_{\text{нагн}}$  для ННС и  $1_{\text{доб}} : 2_{\text{нагн}}$  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 5.1, Рисунок 5.2):

- 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 («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) [27].

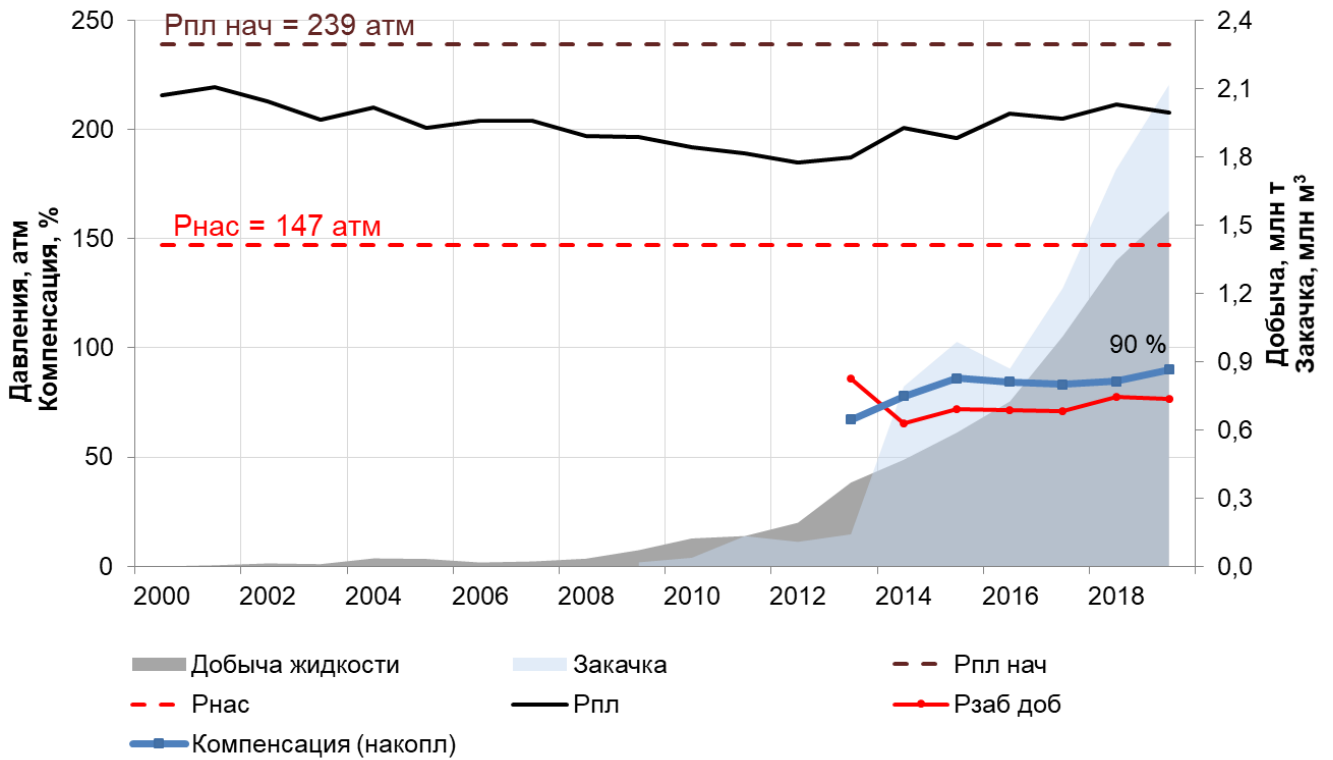


Рисунок 5.1 – Энергетическое состояние объекта ЮК<sub>2-9</sub>  
Ем-Еговского ЛУ Красноленинского месторождения

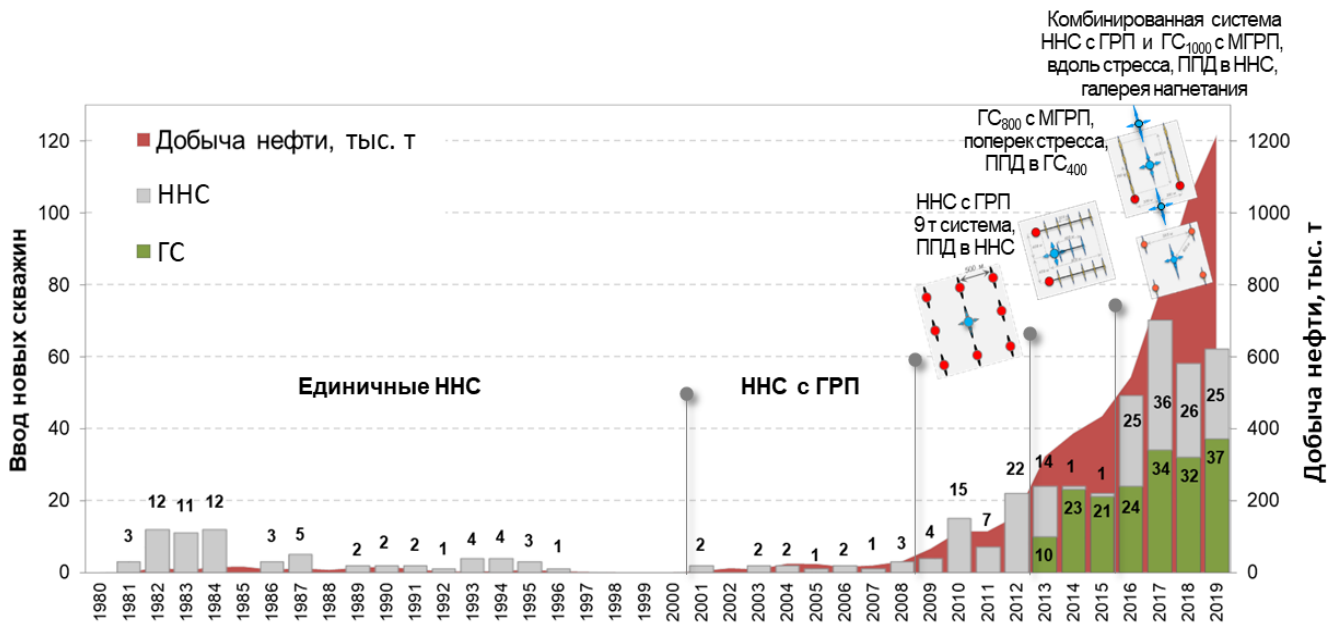


Рисунок 5.2 – Динамика бурения и добычи нефти объекта ЮК<sub>2-9</sub>  
Ем-Еговского ЛУ Красноленинского месторождения

Результаты опытно-промышленной апробации предложенных методических решений на тюменской свите Ем-Еговского лицензионного участка Краснотенинского месторождения подтверждены следующими документами, представленными в Приложениях 2-5:

- ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Акт о внедрении результатов;
- ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Справка об использовании результатов;
- ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Титульный лист проектного документа ДТСР 2019;
- ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Титульный лист протокола ЦКР Роснедр ДТСР 2019.

Апробированные проектные решения для отложений тюменской свиты внедрены на соседних лицензионных участках Каменный и Талинский ЛУ (протоколы ЦКР Роснедр по УВС г. Москва от 01.12.2017 № 7068 и от 29.11.2017 № 7055), а также использованы при проектировании новых нефтяных месторождений Назымское и Тункорское.

Перспективы дальнейшего развития диссертационного исследования связаны с изучением следующих направлений в области разработки низкопроницаемых коллекторов:

- наращивание запускных дебитов за счет увеличения длины ГС и количества стадий МГРП, а также бурения многозабойных ГС с МГРП;
- интенсификация отборов нефти за счет повторного гидроразрыва пласта в ННС и ГС с учетом наращивания мощности флота ГРП и скорости закачки;
- повышение эффективности разработки за счет применения газовых методов воздействия.

### **Вывод к главе 5:**

1. Предложенные методические решения по совершенствованию системы заводнения и формированию комбинированной системы разработки с применением ННС с ГРП и ГС с МГРП прошли опытно-промышленную апробацию на тюменской свите Краснотенинского месторождения и рекомендуются к применению на других низкопроницаемых объектах-аналогах.



## 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 СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

ГДМ	– гидродинамическая модель
ГИС	– геофизические исследования скважин
ГРП	– гидравлический разрыв пласта
ГС	– скважина с горизонтальным окончанием
ГФХ	– геолого-физические характеристики
ДТСР	– дополнение к технологической схеме разработки
Кво	– коэффициент остаточной водонасыщенности
КНС	– компрессорная насосная станция
Кп	– коэффициент пористости
Кпр	– коэффициент проницаемости
ЛУ	– лицензионный участок
МГРП	– многостадийный гидроразрыв пласта
НДПИ	– налог на добычу полезных ископаемых
НИЗ	– начальные извлекаемые запасы
НК РФ	– налоговый кодекс Российской Федерации
ННС	– наклонно-направленные скважины
НФП	– низкий фильтрационный потенциал
ОПР	– опытно-промышленные работы
ППД	– поддержание пластового давления
ПСС	– плотность сетки скважин
ПТД	– проектно-технический документ
ТРИЗ	– трудноизвлекаемые запасы
ТЭО	– технико-экономическая оценка
ТЭП	– технико-экономические показатели
УВС	– углеводородное сырье
ФЕС	– фильтрационно-емкостные свойства
ЧНЗ	– чисто нефтяная зона
ЭННТ	– эффективные нефтенасыщенные толщины

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Абабков, К. В. Особенности проектирования разработки малопродуктивных залежей Восточно-Сургутского месторождения / К. В. Абабков, Г. М. Еникеева, Р. Г. Нигматуллина, Э. М. Тимашев, Т. В. Тужилова, А. Г. Пасынков // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 6. – С. 14-20.
2. Аржиловский, А. В. Опыт применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в условиях низкопроницаемых отложений тюменской свиты месторождений ООО «РН-Уватнефтегаз» / А. В. Аржиловский, А. С. Грищенко, Д. С. Смирнов, С. А. Корниенко, Р. Р. Баисов, В. В. Овчаров, Р. Р. Зиязев // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 2. – С. 74-76.
3. Астафьев, В. Н. Разработка трудноизвлекаемых запасов углеводородов: высокоскоростной МГРП тюменской свиты Ем-Еговского месторождения / В. Н. Астафьев, М. И. Самойлов // Инженерная практика. – 2015. – № 5. – С.33-41.
4. Афанасьева, А. В. Вытеснение нефти водой из слоистых пластов при высоких давлениях нагнетания / А. В. Афанасьева, Ю. П. Желтов, Р. М. Кац // НТС по добыче нефти. – М. : Недра, 1971. – вып. 42. – С. 44-57.
5. Афанасьева, А. В. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания / А. В. Афанасьева, А. Т. Горбунов, Н. Н. Шустеф. – М. : Недра, 1975. – 215 с.
6. Байков, В. А. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами / В. А. Байков, Р. М. Жданов, Т. И. Муллагалиев, Т. С. Усманов // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 84-98.
7. Байков, В. А. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Влияние на технологические показатели разработки месторождения / В. А. Байков, Р. Р. Галеев, А. В. Колонских и др. // Вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 2. – С. 17-19.
8. Белоусов, С. Л. Палеография тюменской свиты юго-западной части Ем-Еговского лицензионного участка / С. Л. Белоусов, К. В. Зверев // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 11. – С. 32-34.

9. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи / Под ред. У. Лайонза и Г. Плизга. – Пер.с англ. – СПб. : Профессия, 2009. – 952 с.

10. Бриллиант, Л. С. Основные результаты применения технологий по извлечению запасов нефти пласта АВ1<sup>1-2</sup> «рябчик» / Л. С. Бриллиант, А. А. Клочков // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 10. – С. 23-26.

11. Бриллиант, Л. С. Влияние геологических свойств коллектора на эффективность бурения горизонтальных скважин на объекте АВ1<sup>1-2</sup> Самотлорского месторождения/ Л. С. Бриллиант, А. А. Клочков, А. Г. Выдрин, П. А. Матошин, А. В. Кибирев // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 10. – С. 82-84.

12. Бриллиант, Л. С. Технология оптимизации системы разработки объекта АВ1<sup>1-2</sup> Самотлорского месторождения/ Л. С. Бриллиант, А. А. Клочков, А. Г. Выдрин, П. А. Матошин, А. В. Кибирев, И. А. Нилимов, О. Ю. Мясоедова // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 10. – С. 120-124.

13. Валеев, А. С. Комплексное освоение углеводородного потенциала Когалымского региона в условиях ухудшения структуры остаточных запасов : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Валеев Азамат Салаватович. – Уфа, 2020. – 161 с.

14. Валеев, А. С. Причины увеличения обводненности в скважинах после проведения гидравлического разрыва в неоднородных пластах / А. С. Валеев, М. Р. Дулкарнаев, Ю. А. Котенев, Ш. Х. Султанов, Л. С. Бриллиант // «Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов». – Т 329. – № 6. – 2018. – С. 140-147.

15. Галеев, Р. Р. Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва / Р. Р. Галеев, А. М. Зорин, А. В. Колонских, Г. И. Хабибуллин, Т. Р. Мусабиров, И. В. Судеев // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 62-65.

16. Гатауллин, Т. И. Подбор оптимального типа заканчивания скважин с ГРП на основе моделирования системы разработки высокорасчлененного пласта / Т. И. Гатауллин, П. И. Елисеев, Ф. С. Завалин, А. А. Лутфуллин // SPE Russian Petroleum

Technology Conference, 16-18 October 2015, Moscow, Russia. SPE – 162020 – R.

17. Горобец, Е. А. Разработка трудноизвлекаемых запасов пласта АВ1<sup>1-2</sup> Самотлорского месторождения / Е. А. Горобец, А. В. Аржиловский, И. А. Волков, А. С. Глебов, А. А. Чупров // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 11. – С. 54-57.

18. Гилаев, Г. Г. Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения / Г. Г. Гилаев, И. С. Афанасьев, А. В. Тимонов, И. В. Судеев, С. С. Ситдииков, Т. Р. Мусабиоров, А. В. Колонских, Р. Р. Галеев // Научно-технический вестник ОАО «НК РОСНЕФТЬ». – 2012. – № 2(27). – С. 22-26.

19. Гильманова, Р. Х. Моделирование гидродинамических процессов в условиях разработки некондиционных коллекторов скважинами с ГРП / Р. Х. Гильманова, И. Р. Сафиуллин, А. А. Рахматуллин, А. С. Беляева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 7(367). – С. 59-63.

20. Глебов, А. С. Особенности интерпретации данных ГИС горизонтальных и наклонно-направленных скважин // XIII НПК «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры». – г. Ханты-Мансийск, 2010. – С. 209-216.

21. Гнилицкий, Р. А. Эволюция подходов к разработке трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты Ем-Еговского лицензионного участка Краснотеннинского нефтегазоконденсатного месторождения (тезисы докладов) / Р. А. Гнилицкий, Д. С. Смирнов, А. С. Глебов, Ю. А. Плиткина, И. А. Лиходед и др. // Материалы XV научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». – Москва : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2015. – С. 9. – Режим доступа: [https://oil-industry.net/Events/archive\\_detailSD.php?ID=11307](https://oil-industry.net/Events/archive_detailSD.php?ID=11307).

22. ГОСТ Р 7.0.11–2011 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Диссертация и автореферат диссертации. Структура и правила оформления. – М. : Стандартинформ, 2012. – 16 с.

23. Грачев С. И., Совершенствование разработки коллекторов юрских отложений / С. И. Грачев, А. В. Черняев, И. В. Шпуров // Известия вузов. Нефть и газ. – 2012. – № 4. – С. 53-57.

24. Грошева, Е. В. Стимулирование добычи трудноизвлекаемых запасов нефти с целью повышения экономической безопасности Российской Федерации (на примере продуктивных отложений Тюменской свиты) / Е. В. Грошева, Н. И. Матвеева // Экономическая безопасность: стратегия взаимодействия государства и бизнеса : материалы региональной науч.-практ. конф. (г. Иркутск, 25 ноября 2014 г.). – Иркутск, 2015. – С. 48-52.

25. Дикалов, Д. В. Влияние узловых нагнетательных скважин на эффективность системы разработки тюменской свиты на месторождениях ПАО «НК Роснефть» / Д. В. Дикалов, Д. П. Патраков, Ю. А. Плиткина, М. А. Гладких, Д. В. Никифоров, Ф. Ю. Лескин, А. В. Жарков, И. В. Судеев // Нефтяная провинция. – 2020. – № 4(24). – С. 149-162.

26. Дополнение к технологической схеме разработки Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Ем-Еговского+Пальяновского лицензионного участка (протокол ЦКР Роснедр по УВС г. Москва от 17.11.2016 № 6625): проектный технический документ / С. А. Корниенко, Ю. А. Плиткина // Тюмень: Тюменский нефтяной научный центр. – 2016. – 1026 с. Договор № 7412016/0121Д/ТННЦ-7995/16 от 18.03.2016 г.

27. 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): проектный технический документ / Д. П. Патраков, Ю. А. Плиткина // Тюмень: Тюменский нефтяной научный центр. – 2019. – 1038 с. Договор № 7412018/1015Д/ТННЦ-10532/18 от 10.12.2018 г.

28. Дубков, И. Б. Влияние закачки пресной воды на продуктивность юрских коллекторов / И. Б. Дубков // Бурение и нефть. – 2008. – № 2. – С. 14-16.

29. Емельянов, Д. В. Современные подходы к сопровождению бурения горизонтальных скважин для низкопроницаемых объектов тюменской свиты

Красноленинского месторождения / Д. В. Емельянов, А. В. Жарков, Д. С. Смирнов, А. С. Глебов, И. А. Лиходед // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 22-26.

30. Закиров, С. Н. Инновации в разработке месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров, Э. С. Закиров, И. М. Индрупский // Вестник РАН. 2012. – Том 82. № 5. – С. 425-431.

31. Закиров, С. Н. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. / С. Н. Закиров, И. М. Индрупский, Э. С. Закиров, Закиров И. С. и др. // Ч. 2. М.; Ижевск: Ин-т компьют. исслед., 2009. 484 с.

32. Зацепин, О. ГРП с потокоотклоняющими шарами. Интенсификация пластов тюменской свиты / О. Зацепин, В. Икс, А. Багаев // Разведка и добыча. – 2016. – № 3. – С. 72-76.

33. Зотова, О. П. Перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти / О. П. Зотова, А. А. Севастьянов // Нефть и газ Западной Сибири: материалы Мждунар. науч.-тех. конференции, посвященной 90-летию со дня рождения Косухина Анатолия Николаевича // ТюмГНГУ – 2015. – С. 69-71.

34. Индрупский, И. М. Повышение эффективности поддержания пластового давления на основе опережающего заводнения / И. М. Индрупский, Н. В. Шупик, С. Н. Закиров // Технологии нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 49-55.

35. Каневская, Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта / Р. Д. Каневская. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 212 с.

36. Карпов, В. Б. Повышение эффективности разработки крупного месторождения ТРИЗ в Западной Сибири на основе опыта Канадских месторождений-аналогов / В. Б. Карпов, Н. В. Паршин, Д. И. Слепцов, А. А. Моисеенко, А. А. Рязанов АО РИТЕК, Ю. Головацкий, О. Петрашов, А. Жиров, Ю. Куреленкова, И. Ишимов, П. Им, Baker Hughes // SPE-182572-RU. – 2016.

37. Карпов, В. Б. Совершенствование разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами на основе применения многозонного гидроразрыва пласта / В. Б. Карпов, Н. В. Паршин, А. А. Рязанов // Нефтяное

хозяйство. – 2016. – № 3. – С. 96-100.

38. Климов-Каяниди, А. В. Авто-ГРП на нагнетательных скважинах в низкопроницаемых коллекторах ачимовской толщи / А. В. Климов-Каяниди, Р. Т. Алимханов, Е. С. Агуреева, Р. М. Сабитов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018;(2):39-43. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-2-39-43>.

39. Клубков, С. В. Стимулирование разработки ТРИЗ поможет поддержать уровень добычи нефти в России // Oil&Gas Journal Russia. – 2015. – № 6-7. – С. 6-11.

40. Кондаков, А. П. Результаты применения технологий ограничения водопритока в добывающие скважины в условиях низкопроницаемых коллекторов / А. П. Кондаков, С. В. Гусев, Т. М. Сурнова, В. Р. Байрамов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 16. – С. 100-116.

41. Кондаков, А. П. Результаты большеобъемных обработок призабойной зоны нагнетательных скважин месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» / А. П. Кондаков, С. В. Гусев, О. Г. Нарожный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 9. – С. 74-77.

42. Конторович, А. Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов // – М.: Недра, 1975. – 680 с.

43. Конторович, А. Э. Геология и условия формирования гигантской Талинской зоны газонефтенакопления в континентальных отложениях нижней юры / А. Э. Конторович, В. Е. Андрусевич, С. А. Афанасьев // Геология и геофизика. – 1995. – № 6. – С. 5-28.

44. Крылов, А. П. О наивыгоднейшем давлении нагнетания при законтурном заводнении / А. П. Крылов // Нефтяное хозяйство. – 1963. – № 12. – С. 20-22.

45. Кудряшова, Л. К. Построение фациальной модели с целью повышения эффективности разработки залежей нефти пласта ЮК<sub>2</sub> тюменской свиты Ем-Еговского месторождения: дис. ... канд. геол.-минер. наук : 25.00.16 / Кудряшова Лидия Константиновна. – Томск, 2015. – 124 с.

46. Кудряшов, С. И. Гидроразрыв пласта как способ разработки низкопроницаемых коллекторов / С. И. Кудряшов, С. И. Бачин, А. Г. Пасынков,



А. Р. Латыпов, А. В. Свешников, Т. С. Усманов, И. С. Афанасьев, А.Н. Никитин // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 7. – С. 80-83.

47. Кузнецова, А. Н. Обоснование технологии заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов с использованием поверхностно-активных веществ : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Кузнецова Александра Николаевна. – Санкт-Петербург, 2019. – 113 с.

48. Кузнецова, А. Н. Состав поверхностно-активных веществ для заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов / А. Н. Кузнецова, М. К. Рогачев, А. С. Сухих // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 4. – С. 10-15.

49. Кулешова, Л. С. Прогнозирование взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин по косвенным данным / Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 7. – С. 55-58.

50. Кулешова, Л. С. Снижение рисков принятия низкоэффективных решений при совершенствовании систем заводнения залежей / Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. № 5. – С. 55-61.

51. Кулешова, Л. С. Повышение эффективности управления разработкой залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами в условиях ограниченного объема информации : автореферат дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Кулешова Любовь Сергеевна. – Уфа, 2020. – 23 с.

52. Лисовский, Н. Н. Принципы разработки месторождений в предыдущие годы и в настоящее время // Труды международного технологического симпозиума «Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений». – М., 2004. – С. 3-10.

53. Листик, А. Р. Выбор лучших технологических решений для повышения эффективности применения горизонтальных скважин с МГРП на Приобском месторождении / А. Р. Листик, Н. Г. Попов, А. Н. Ситников, Р. Н. Асмандияров и др. // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 12 (выпуск 1130). – С. 46-48.

54. Лысенко, В. Д. Проблемы проектирования разработки зонально и послойно неоднородных нефтяных месторождений / В. Д. Лысенко //

Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 11. – С. 15-18.

55. Медведев, Н. Я. Геотехнологические основы разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти : дис. ... д-ра. геол.-минер. наук : 25.00.12 / Медведев Николай Яковлевич – М., 2001. – 56 с.

56. Медведский, Р. И. Теоретические основы гидромеханики нефтяного пласта / Р. И. Медведский. – Екатеринбург : Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2008. – 284 с.

57. Медведский, Р. И. Особенности разработки низкопроницаемых коллекторов при совместном применении ГРП и заводнения (на примере горизонта ЮВ<sub>1</sub>) / Р. И. Медведский, А. Н. Леванов // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 4. – С. 35-38.

58. Михайлов, Н. Н. Фазовая проницаемость низкопроницаемых коллекторов / Н. Н. Михайлов, Е. С. Туманова // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 8. – С. 28-38.

59. Мулявин, С. Ф. Научно-методическое обоснование разработки залежей углеводородного сырья с трудноизвлекаемыми запасами : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Мулявин Семен Федорович. – Тюмень, 2013. – 381 с.

60. Мулявин, С. Ф. Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие. Тюмень. ТюмГНГУ, 2014. – 238 с.

61. Мухаметшин, В. В. О снижении уровня неопределённости при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами / В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. № 5. – С. 140-146.

62. Наймушин, Д. Г. Стратегии разработки трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты (на примере Майского нефтяного месторождения) / Д. Г. Наймушин, А. А. Попов, А. В. Климов, А. Мартынов // SPE 138068-RU. – 2010. – С. 1-16.

63. Наймушин, Д. Г. Повышение эффективности разработки нефтяных пластов с трудноизвлекаемыми запасами на основе геолого-гидродинамического моделирования (на примере майского нефтяного месторождения ЗСНГП, томская

область) : дис. ... канд. геол.-минер. наук : 25.00.16 / Наймушин Дмитрий Георгиевич. – Томск, 2011. – 173 с.

64. Наймушин, Д. Г. Выбор вариантов разработки пластов с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов на примере Майского месторождения / Д. Г. Наймушин, А. А. Попов // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – № 1. – С. 109-115.

65. Налоговый кодекс Российской Федерации, часть вторая : [Федеральный закон от 23.07.2013 г. № 213-ФЗ, статья 342.2].

66. Нассонова, Н. В. Методы и риски прогноза коллекторов в отложениях тюменской свиты Ем-Еговского месторождения / Н. В. Нассонова, Л. В. Лапина, Е. В. Чернова, М. Ю. Шапавалов, Ю. В. Масалкин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 11. – С. 12-15.

67. Немирович, Г. Горизонтальное бурение с МГРП – доступ к трудноизвлекаемым запасам тюменской свиты Краснотенинского месторождения / Г. Немирович, Р. Исламгалиев // SPE 171325-RU. – 2014.

68. Нигматуллин, Ф. Н. Рассмотрение факторов улучшающих экономическую привлекательность эксплуатации месторождений содержащих трудноизвлекаемые запасы углеводородов / Ф. Н. Нигматуллин, А. Н. Нигматуллина // Инновационная наука. – 2016. – № 2. – С. 64-66.

69. Нургалиев, Р. З. Оценка достоинств и недостатков основных технологий вытеснения нефти водой из неоднородных по проницаемости нефтяных коллекторов / Р. З. Нургалиев // НТЖ «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений». – 2017 – № 10. – С. 5-8.

70. Нургалиев, Р. З. Обоснование выбора объектов воздействия для извлечения остаточных запасов нефти из пластов верхнеюрских отложений : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Нургалиев Роберт Загитович. – Уфа, 2018. – 150 с.

71. Нургалиев, Р. З. Оценка эффективности гидроразрыва пласта в нагнетательных скважинах / Р. З. Нургалиев, И. Р. Мухлиев, Н. И. Хисамутдинов, И. Ш. Щекатурова, А. А. Рахматуллин // НТЖ «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений». – Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2018 –

№ 13. – С. 52-57.

72. Отчет «Построение геологической модели пластов ЮК<sub>2-9</sub> в пределах 1 и 2 сейсмических кубов Ем-Еговской площади Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения». – Тюмень: ООО «ТННЦ», 2014. – № 12. – 226 с.

73. Патент на изобретение № 2740510 Российская федерация, МПК E21B 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 Общество с ограниченной ответственностью «Тюменский нефтяной научный центр». Заявка № 2020104632; заявл. 31.01.2020; опубл. 14.01.2021, Бюл. № 2. – 10 с.

74. Пересчет запасов нефти, растворенного газа и ТЭО КИН Ем-Еговского+Пальяновского лицензионного участка Красноленинского месторождения (западная часть) Тюменской области, ХМАО – ЮГРА по состоянию на 01.01.2015 г. (протокол ГКЗ от 11.12.2015 № 4431): подсчет запасов / Смагина Т. Н. – Тюмень: Тюменский нефтяной научный центр, 2015;

75. Платунов, А. Многостадийный ГРП на горизонтальной скважине в пластах тюменской свиты Ем-Еговской площади Красноленинской группы месторождений в Западной Сибири / А. Платунов, М. Николаев, Ф. Лескин, З. Калудер, Ю. Масалкин, И. Давиденко, В. Федотов, А. Мурзинов // SPE 161974. – 2012.

76. Плиткина, Ю. А. Повышение эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты (объект ЮК2-9) Красноленинского месторождения (тезисы докладов) / Ю. А. Плиткина, Д. П. Патраков, А. С. Глебов, Д. В. Емельянов // Материалы XVIII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». – Москва : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2018. – С. 24. – Режим доступа: [https://oil-industry.net/SD\\_PDF/2018/09/Tezisy\\_TRIZ-2018%20preview\\_Part24.pdf](https://oil-industry.net/SD_PDF/2018/09/Tezisy_TRIZ-2018%20preview_Part24.pdf).

77. Плиткина, Ю. А. Повышение эффективности освоения ТРИЗ тюменской

свиты Краснотенинского месторождения (тезисы докладов) / Ю. А. Плиткина, Д. П. Патраков и др. // Материалы II научно-технической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». – Уфа : ООО «РН-БашНИПИнефть», 2019. – Режим доступа: <https://rn.digital/conference/c2/#/description>.

78. Плиткина, Ю. А. Опыт разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты Краснотенинского месторождения в АО «РН-Няганьнефтегаз» / Ю. А. Плиткина, Д. П. Патраков, А. С. Глебов, И. А. Лиходед, Д. В. Емельянов // Нефтяная провинция. – 2019. – № 2(18). – С. 72-100.

79. Плиткина, Ю. А. Обоснование оптимального времени отработки нагнетательных скважин на низкопроницаемом объекте тюменской свиты с трудноизвлекаемыми запасами / Ю. А. Плиткина, Д. П. Патраков, Э. О. Кондратов, Д. В. Никифоров, М. А. Гладких // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 102-105.

80. Плиткина, Ю. А. Особенности формирования системы ППД в низкопроницаемых неоднородных коллекторах / Ю. А. Плиткина, С. К. Сохошко // Материалы Национальной научно-практической конференции «Нефть и газ: технологии и инновации». В 3-х томах. Том I. Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2020. – С. 168-171.

81. Плиткина, Ю. А. Повышение эффективности системы поддержания пластового давления в низкопроницаемых неоднородных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами / Ю. А. Плиткина // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 3. – С. 63-78.

82. Плиткина, Ю. А. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты / Ю. А. Плиткина // Материалы IV Международного молодежного научно-практического форума «Нефтяная столица». – Ханты-Мансийск : Центр научно-технических решений, 2021. – С. 164-170. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=45739606>.

83. Плиткина, Ю. А. Повышение эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты (объект ЮК<sub>2-9</sub>) Краснотенинского

месторождения (тезисы докладов) / Ю. А. Плиткина, Д. П. Патраков, А. С. Глебов, С. А. Моисеев // Материалы 4-ой научной конференции «Горизонтальные скважины 2021. Проблемы и перспективы». – Москва : ООО «ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ», 2021. – С. 15. Режим доступа: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=47973143&pff=1>.

84. Плиткина, Ю. А. Особенности разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты Краснотурганского месторождения / Ю. А. Плиткина, Е. И. Мамчистова // Материалы Национальной научно-технической конференции «Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А.П. Телкова и А.Н. Лапердина». – Тюмень : ТИУ, 2022. – С. 115-119.

85. Плиткина, Ю. А. Способ определения периода отработки нагнетательных скважин в низкопроницаемых неоднородных коллекторах / Ю. А. Плиткина, Е.И. Мамчистова // Нефтяная провинция. – 2023. – № 1(33). – С. 109-124.

86. Пономарев, А. И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах : дис. ... докт. техн. наук : 05.15.06 / Пономарев Александр Иосифович. – Уфа, 2000. – 457 с.

87. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации (Минприроды России) от 15 мая 2014 г. № 218. – М. : Российская Газета – Федеральный выпуск № 6507.

88. Разяпов, Р. К. Оценка эффективности современных технологий регулирования разработки нефтяных залежей горизонта Ю<sub>2</sub> юга Тюменской области / Р. К. Разяпов // Бурение и нефть. – 2008. – № 10. – С. 30-32.

89. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 22 декабря 2018 г. № 2914-р О стратегии развития минерально-сырьевой базы РФ до 2035 г. – Режим доступа: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72038606/?ysclid=lr0fvtp8qn787531756#review>.

90. Савенок, О. В. Особенности строительства скважин в условиях сложнопостроенных коллекторов нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / О. В. Савенок, А. С. Арутюнян, Е. О. Петрушин

// Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 8. – С. 11-20.

91. Севастьянов, А. А. Перспективы разработки отложений тюменской свиты на территории ХМАО-Югры / А. А. Севастьянов, К. В. Коровин, О. П. Зотова, Д. И. Зубарев // Advances in current natural sciences. Успехи современного естествознания. – 2016. – № 12. – С. 444-448.

92. Ситников, А. Н. Метод определения оптимального времени обработки нагнетательных скважин / А. Н. Ситников, А. А. Пустовских, А. П. Рощектаев, Ц. В. Анджукаев // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 84-87.

93. Соколов, С. В. Регулирование режимов работы скважин на основе математических моделей фильтрации : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Соколов Сергей Викторович. – Тюмень, 1990. – 115 с.

94. Соколов, С. В. К вопросу об отработке нагнетательных скважин. // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. Т. 4. – № 2. – С. 83-93.

95. Смагина, Т. Н. Проблемы изучения залежей нефти в отложениях тюменской свиты Красноленинского месторождения / Т. Н. Смагина, М. А. Волков, В. К. Рыбак, А. Г. Кузнецов, В. Л. Новопашина // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 11. – С. 24-27.

96. Смирнов, Д. С. Технология разработки низкопроницаемых коллекторов с использованием горизонтальных скважин с многостадийным ГРП / Д. С. Смирнов, Г. М. Немирович, О. Н. Чезганова, Р. А. Гнилицкий, А. С. Тимчук, М. Н. Николаев // Наука и ТЭК. – 2012. – № 19. – С. 22-27.

97. Смирнов, Д. С. Оценка оптимального количества стадий ГРП при разбуривании горизонтальными скважинами западной части пласта АВ1(1-2) Самотлорского месторождения / Д. С. Смирнов, С. В. Соколов, О. В. Ланина, И. В. Савченко // Нефтяная провинция. – 2019. – № 4(20). – С. 248-260.

98. Степанов, С. В. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM : монография / С. В. Степанов, А. Д. Бекман, А. А. Ручкин, Т. А. Поспелова. – Тюмень : ИПЦ «Экспресс», 2021. – 300 с.

99. Стрикун, М. М. Особенности разработки юрских отложений

месторождений Сургутского свода / М. М. Стрикун, М. В. Пленкина // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 40-43.

100. Стрикун, М. М. Научное обоснование систем разработки юрских отложений месторождений Сургутского свода : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Стрикун Максим Михайлович. – Тюмень, 2010. – 158 с.

101. Сулейманова, М. В. Опыт применения нагнетательных горизонтальных скважин при разработке терригенных коллекторов на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» / М. В. Сулейманова, А. С. Трофимчук, Г. И. Хабтбуллин // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 1. – С. 23-27.

102. Сюдюков, А. В. Методика управления заводнением на месторождениях ТРИЗ / А. В. Сюдюков, Г. И. Хабибуллин, А. С. Трофимчук, Д. Р. Шайхатдаров, Д. К. Сагитов // SPE-206408-RU. – 2021.

103. Телков, А. П. Схема проектирования процесса воздействия на геолого-физические критерии и условия выбора скважин и объектов для ГРП / А. П. Телков, М. И. Забоева, А. Н. Карнаухов // «Новые технологии для ТЭК Западной Сибири». Сборник научных трудов региональной научно-практической конференции, посвященной 5-летию Института Нефти и Газа. – 2005. – С. 259-268.

104. Тимчук А. С. Определение эффективных систем и технологий разработки крупных залежей в юрских отложениях (на примере Хохряковского и Ершового месторождений) : автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2007.

105. Трофименко, Д. Д. Применение гидроразрыва пласта в низкопроницаемых коллекторах Тасовского месторождения и способ повышения его эффективности / Д. Д. Трофименко, О. В. Савенок, А. С. Арутюнян // Инженер-нефтяник. – 2019. – № 4. – С. 5-15.

106. Туманова, Е. С. Обоснование параметров нелинейной фильтрации в гидродинамической модели нефтяной залежи с низкопроницаемым коллектором / Е. С. Туманова // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 5 (617). – С. 20-25.

107. Туманова, Е. С. Повышение эффективности системы поддержания пластового давления путем совершенствования конструкции нагнетательных скважин в условиях низкопроницаемого коллектора / Е. С. Туманова // Геология,



геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 5. – С. 49-55.

108. Уиллхайт, Г. Пол Заводнение пластов / Г. Пол Уиллхайт. – М. – Ижевск : Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 788 с.

109. Федеральный закон РФ от 02.12.2019 № 396-ФЗ «О внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах» в части совершенствования правового регулирования отношений в области геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых» // Официальный интернет-портал правовой информации. – Режим доступа: <http://www.pravo.gov.ru>.

110. Федоров, К. М. Анализ эффективности систем разработки нефтяных залежей в юрских отложениях на примере Ершовского и Хохряковского месторождений. / К. М. Федоров, А. С. Тимчук // Нефть и газ. – 2006. – № 3. – С. 11-17.

111. Халимов, Э. М. Концепция дифференцированной ставки налога на добычу полезных ископаемых // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004 – № 11. – С. 44-50.

112. Ханов, А. В. Основные результаты исследований нелинейной фильтрации в низкопроницаемых коллекторах / А. В. Ханов, И. Р. Якупова, Е. С. Туманова, Д. Ю. Бунин // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 2. – С. 25-29.

113. Хасанов, М. М. Определение оптимального периода отработки нагнетательной скважины на нефть / М. М. Хасанов, В. А. Краснов, В. А. Коротовских // Научно технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2007. – С. 19-22.

114. Хасанов, М. М. Технико-экономический анализ систем разработки, сформированных с трещинами ГРП / М. М. Хасанов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 2. – С. 92-96.

115. Чепкасова, Е. В. Оценка технологической эффективности применения воды в качестве агента вытеснения в условиях низкопроницаемого коллектора. / Е. В. Чепкасова, М. Г. Иванов // Разработка и эксплуатация месторождений. – 2016.

– № 2. – С. 82-86.

116. Черевко, М. А. Оптимизация системы горизонтальных скважин и трещин при разработке ультранизкопроницаемых коллекторов : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Черевко Михаил Александрович. – Тюмень, 2015. – 143 с.

117. Черевко, М. А. Оптимизация системы горизонтальных скважин и трещин при разработке ультранизкопроницаемых коллекторов // автореферат дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Изд. «Вектор Бук» – Тюмень., 2015. – 24 с.

118. Черевко, М. А. Эффективность уплотнения сетки скважин по ультранизкопроницаемым пластам Приобского месторождения / М. А. Черевко, А. Н. Янин, Р. А. Закирова, С. И. Грачев // Бурение и нефть. – 2015. – № 6. – С. 60-65.

119. Черевко, С. А. Анализ проблемы выбора систем разработки низкопроницаемых пластов крупных нефтяных месторождений Западной Сибири / С. А. Черевко, А. Н. Янин // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 9. – С. 5-10.

120. Чусовитин, А. А. Эволюция проектных решений по разработке отложений тюменской свиты на примере месторождений Красноленинского свода / А. А. Чусовитин, Р. А. Гнилицкий, Д. С. Смирнов, Ю. А. Плиткина, И. А. Лиходед, Д. В. Емельянов, Л. П. Мельников // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 5. – С. 54-58.

121. Чусовитин, А.А. Эволюция проектных решений на разработку тюменской свиты / А. А. Чусовитин, Ю. А. Плиткина, И. А. Лиходед, Д. В. Емельянов // Материалы VI Тюменского международного инновационного форума «НЕФТЬГАЗТЭК». – Салехард : Печатник, 2015. – С. 455-460.

122. Шпильман, А. В. Перспективы освоения ТРИЗ в ХМАО-Югре / А. В. Шпильман, К. В. Коровин, М. П. Савранская // Материалы VI Тюменского международного инновационного форума «НЕФТЬГАЗТЭК». – Салехард : Печатник, 2015. – С. 461-464.

123. Шпуров, И. В. Научно-методическое обоснование эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти юрских отложений Западной Сибири на основе детального геолого-технологического моделирования : дис. ... д-ра техн. наук :

25.00.17 / Шпуров Игорь Викторович. – Тюмень, 2015. – 356 с.

124. Шпуров, И. В. Дифференцированный анализ степени вовлечения и выработанности запасов юрских залежей в пределах Западно-Сибирской НПП / И. В. Шпуров, В. А. Захаренко, А. Я. Фурсов // Недропользование XXI век. – 2015. – № 1. – С. 12-19.

125. Шпуров, И. В. К вопросу изучения процесса фильтрации в низкопроницаемых коллекторах / И. В. Шпуров, П. К. Коносавский, А. С. Черушникова, А. В. Тудвачев, А. И. Конкин, А. А. Арсеньевна // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 9. – С. 46-50.

126. Шульев, Ю. В. Совершенствование разработки низкопроницаемых коллекторов сложнопостроенных объектов на примере Тайлаковского месторождения / Ю. В. Шульев, С. Б. Денисов, И. В. Евдокимов, С. Е. Сутормин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 108-112.

127. Шупик, Н. В. Повышение эффективности площадных систем заводнения низкопроницаемых пластов Западной Сибири : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Шупик Наталья Владиславовна. – М., 2017. – 114 с.

128. Щелкачев, В. Н. Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта / В. Н. Щелкачев – М. : ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. – 608 с.

129. Янин, А. Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири / А. Н. Янин – Тюмень – Курган : изд. Зауралье, 2010. – 604 с.

130. Янин, А. Н. Оценка коэффициентов вытеснения нефти водой для особо низкопроницаемых пластов месторождений Западной Сибири / А. Н. Янин, М. А. Черевко, К. М. Паровинчак // Изв. Вузов. Нефть и Газ. – 2014. – № 4. – С. 60-65.

131. Янин, А. Н. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта / А. Н. Янин, М. А. Черевко, К. Е. Янин – Курган : изд. Зауралье, 2015. – 265 с.

132. Янин, А. Н. О нецелесообразности закачки пресной воды в ультранизкопроницаемые коллектора Западной Сибири / А. Н. Янин, С. А. Черевко,

М. К. Рогачев // Недропользование XXI век – 2018. – № 1(70). – С. 54-64.

133. Янин, А. Н. Гидравлический разрыв нефтяных пластов в Западной Сибири / А. Н. Янин – Екатеринбург : ОАО «ИПП «Уральский рабочий», 2021. – 615 с.

134. Янин, А. Н. «Обобщенные» зависимости для определения коэффициентов вытеснения в низкопроницаемых (до 10 мД) пластах Приобского месторождения / А. Н. Янин, М. М. Биккулов // Нефтепромысловое дело – 2022. – № 6(642). – С. 20-30.

135. Янин, А. Н. Совершенствование системы разработки мощного низкопроницаемого объекта на примере центрального участка Приобского месторождения / А. Н. Янин, М. М. Биккулов, К. Е. Янин, Д. Ю. Колупаев // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 1. – С. 16-22.

136. Belyadi, H. Hydraulic fracturing in unconventional reservoirs: theories, operations, and economic analysis / H. Belyadi, E. Fathi, F. Belyadi. – Gulf Professional Publishing – 2019.

137. Cao, A. Re-Fracturing and Water Flooding Western Canada Tight Oil Reservoir Horizontal Wells / A. Cao, T. Stephenson, R. Jobling, R. Baker // GeoConvention – 2014: FOCUS. [http://www.geoconvention.com/archives/2014/035\\_GC2014\\_Re-Fracturing\\_and\\_Water\\_Flooding\\_Western\\_Canada\\_Tight\\_Oil.pdf](http://www.geoconvention.com/archives/2014/035_GC2014_Re-Fracturing_and_Water_Flooding_Western_Canada_Tight_Oil.pdf) (accessed 21 July 2016).

138. Economides, M. J. Fracturing Horizontal Transverse, Horizontal Longitudinal and Vertical Wells: Criteria for Decision / M. J. Economides, M. Marongiu, M. Yang, M. A. Martin // Presented at Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. – Calgary, Alberta, Canada – 2010. SPE-137328-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/137328-MS>.

139. Economides, M. J. How to Decide Between Horizontal Transverse, Horizontal Longitudinal and Vertical Fractured Completion / M. J. Economides, M. A. Martin // Presented at the SPA Annual Technical Conference and Exhibition. – Florence, Italy – 2010. SPE-134424-MS.

140. Fakcharoenphol, M. J. The Effect of Water-Induced Stress To Enhance

Hydrocarbon Recovery in Shale Reservoirs / M. J Fakcharoenphol, S. Charoenwongsa, Wu Kazemi // SPE Journal Vol. 18 (05): pp. 897-909 SPE-158053-PA.  
*http://dx.doi.org/10.2118/158053-PA.*

141. Horizontally drilled wells dominate U. S. tight formation production – EIA, US Energy information – 2019.

142. Moiseev, S. A. 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 // Conference Proceedings, Horizontal Wells 2021. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. – p. 1-5. – Режим доступа: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202154021>.

143. Pearson, C. M. et al. Twelve Years and Twelve Thousand Multi-Stage Horizontal Wells in the Bakken-How is Industry Continuing to Increase the Cumulative Production Per Well? // SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2018.

144. Trends in the North American Frac Industry: Invention through the Shale Revolution – 2019. SPE-194345.

145. Whitfield, S. et al. Permian, Bakken operators face produced water challenges // Journal of Petroleum Technology. – 2017. – Т. 69. – №. 06. – С. 48-51.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Патент на изобретение № 2740510



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

(19) **RU** (11) **2 740 510** (13) **C1**(51) МПК  
E21B 43/20 (2006.01)ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК  
E21B 43/20 (2020.08)

(21)(22) Заявка: 2020104632, 31.01.2020

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
31.01.2020Дата регистрации:  
14.01.2021Приоритет(ы):  
(22) Дата подачи заявки: 31.01.2020

(45) Опубликовано: 14.01.2021 Бюл. № 2

Адрес для переписки:  
625000, г. Тюмень, а/я 747, отдел экспертов,  
Ивановой А.В.(72) Автор(ы):  
Патраков Дмитрий Павлович (RU),  
Плиткина Юлия Александровна (RU),  
Кондратов Эдуард Олегович (RU),  
Никифоров Дмитрий Владиславович (RU),  
Гладких Михаил Александрович (RU)(73) Патентообладатель(и):  
Общество с ограниченной ответственностью  
"Тюменский нефтяной научный центр" (ООО  
"ТННЦ") (RU)(56) Список документов, цитированных в отчете  
о поиске: ШУПИК Н.В., Повышение  
эффективности площадных систем заводнения  
низкопроницаемых пластов Западной  
Сибири", диссертация на соискание ученой  
степени кандидата технических наук, 2017.  
RU 2614338 C1, 24.03.2017. RU 2692369 C1,  
24.06.2019. RU 2672921 C1, 21.11.2018. EP  
3033482 B1, 12.12.2018.(54) Способ определения оптимального периода отработки на нефть нагнетательных скважин для  
низкопроницаемых коллекторов

(57) Реферат:

Изобретение относится к способу определения оптимального периода отработки на нефть нагнетательных скважин для низкопроницаемых коллекторов. Техническим результатом является повышение эффективности разработки низкопроницаемых пластов. Способ заключается в том, что выбирают элементы заводнения, представляющие пробуренные или проектные нагнетательные и добывающие скважины, для которых планируется перевод нагнетательных скважин под закачку, причем нагнетательные скважины являются реагирующими и по ним отслеживают динамику дебитов, а оставшиеся скважины являются возмущающимися, выполняют прогнозные расчеты для двух сценариев, когда все скважины, реагирующие и возмущающие, запускают в добычу, и когда

реагирующие скважины запускают в добычу, а возмущающие скважины оставляют в бездействии, при этом определяют реакцию нагнетательной скважины на ввод добывающей, для чего для каждой нагнетательной скважины рассчитывают нормированный дебит нефти в каждом сценарии на каждый временной шаг прогнозного периода, выполняют оценку реакции работы нагнетательных скважин на ввод добывающих с учетом первой производной по времени от отношения нормированного дебита нефти нагнетательных скважин при действующих добывающих скважинах окружения к нормированному дебиту нагнетательных скважин при неработающих добывающих скважинах окружения, а перевод нагнетательных скважин под закачку осуществляют с учетом

RU 2 740 510 C1

RU 2 740 510 C1

оптимального срока отработки нагнетательной скважины на нефть, который соответствует

минимальному значению первой производной. 3 ил., 1 табл.

RU 2740510 C1

RU 2740510 C1



RUSSIAN FEDERATION

FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY(19) **RU** (11) **2 740 510**<sup>(13)</sup> **C1**(51) Int. Cl.  
*E21B 43/20* (2006.01)(12) **ABSTRACT OF INVENTION**(52) CPC  
*E21B 43/20 (2020.08)*

(21)(22) Application: 2020104632, 31.01.2020

(24) Effective date for property rights:  
31.01.2020Registration date:  
14.01.2021Priority:  
(22) Date of filing: 31.01.2020

(45) Date of publication: 14.01.2021 Bull. № 2

Mail address:  
625000, g. Tyumen, a/ya 747, otdel ekspertov,  
Ivanovoj A.V.(72) Inventor(s):  
**Patrakov Dmitrij Pavlovich (RU),  
Plitkina Yuliya Aleksandrovna (RU),  
Kondratov Eduard Olegovich (RU),  
Nikiforov Dmitrij Vladislavovich (RU),  
Gladkikh Mikhail Aleksandrovich (RU)**(73) Proprietor(s):  
**Obshchestvo s ogranichennoj otvetstvennostyu  
"Tyumenskij neftyanoj nauchnyj tsentr" (OOO  
"TNNTS") (RU)**(54) **METHOD FOR DETERMINATION OF OPTIMUM PERIOD OF OIL WELL INJECTION WELLS FOR LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS**

(57) Abstract:

FIELD: oil, gas and coke-chemical industries.

SUBSTANCE: invention relates to a method for determination of optimal period of development for injection wells for low-permeability reservoirs. Method comprises selecting flooding elements representing drilled or projecting and production wells, for which injection wells are to be planned for injection, wherein the injection wells are reactive and according to them dynamics of yields is tracked, and remaining wells are perturbing, perform predictive calculations for two scenarios, when all wells reacting and disturbing, are launched into production, and when reacting wells are launched into production, and disturbing wells are left inactive, wherein reaction of injection well to input of production well is determined, for which for each

injection well there is calculated normalized oil flow rate in each scenario per each time step of the forecast period, reaction of operation of injection wells is evaluated for input of producers taking into account first time derivative from ratio of normalized oil production rate of flow-rate wells at operating production wells to normalized flow rate of injection wells at non-operating production wells of environment, and shifting of wells planned for injection is performed with due allowance for optimum duration of oil well injection, which corresponds to minimum value of first derivative.

EFFECT: technical result is higher efficiency of low-permeable formations.

1 cl, 3 dwg, 1 tbl

RU 2 740 510 C 1

RU 2 740 510 C 1

RU 2 740 510 C1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использовано для повышения экономической эффективности разработки низкопроницаемых пластов.

Известен способ разработки нефтяной залежи с низкопроницаемым коллектором [RU 2379491 C2, МПК E21B 43/20, опубл. 20.01.2010], согласно которому, в первую очередь, сооружаются нагнетательные скважины для опережающей закачки воды (в течение 1-3 месяцев) после отработки на нефть (не более 7 суток).

Недостатки такого способа состоят в следующем. Способ применим для определенной системы разработки: однорядная система разработки с горизонтальными добывающими и нагнетательными скважинами. Изменчивость распространения коллекторов влечет за собой чрезмерные геологические риски при опережающем бурении нагнетательных скважин: слабая или отсутствующая гидродинамическая связь между добывающими и нагнетательными скважинами делает опережающую закачку воды неэффективной. Не предполагается учет влияния локальной геологической обстановки каждого отдельно взятого элемента разработки, непосредственно характеризующего эффективность системы поддержания пластового давления (ППД).

Наиболее близким к заявляемому техническому решению является способ определения оптимального периода отработки нагнетательных скважин на нефть с помощью многовариантных расчетов на трехмерных гидродинамических моделях с прямым поочередным перебором различных комбинаций периодов отработки нагнетательных скважин на нефть. Одна из последних работ, в которых упоминалось применение такого способа - «Повышение эффективности площадных систем заводнения низкопроницаемых пластов Западной Сибири», автор Шупик Н.В., диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, 2017 год.

Прямой перебор вариантов является низкоэффективным в условиях постоянных оперативных изменений при бурении проектного фонда скважин, однако выступал в качестве эталона для оценки эффективности предлагаемого в данной работе способа.

Технической проблемой, на решение которой направлено предлагаемое изобретение, является минимизация потерь добычи нефти при переводе нагнетательных скважин под закачку при разработке низкопроницаемых коллекторов с системой ППД.

Техническим решением данной проблемы является максимизация ранней добычи нефти в низкопроницаемых продуктивных пластах посредством своевременного перевода нагнетательных скважин под закачку.

Технический результат изобретения заключается в оценке оптимального периода отработки на нефть индивидуально для каждой нагнетательной скважины.

Указанный технический результат достигается за счет оценки изменения интенсивности реакции нагнетательной скважины от ввода скважин окружения. Оценка выполняется для каждой нагнетательной скважины на каждый временной шаг рассматриваемого периода путем расчета первой производной по времени от отношения нормированного дебита нефти нагнетательных скважин при действующих добывающих скважинах окружения к нормированному дебиту нефти нагнетательных скважин при неработающих добывающих скважинах окружения. Оптимальный срок отработки нагнетательной скважины на нефть соответствует минимальному значению описанной выше производной. Достоинствами способа являются:

Не противоречит и сочетается с сопутствующими физическими процессами, которые учитываются при расчетах дебитов, такие как влияние растворенного газа, изменение проницаемости от насыщенности и другие.

Повышение производительности по сравнению с традиционными способами за счет

RU 2 740 510 C1

меньшего количества итераций расчетов.

Область применения способа не зависит от выбранной системы разработки с поддержанием пластового давления. Предложенное техническое решение иллюстрируется фигурами.

5 На фиг. 1 представлена схема осуществления способа.

На фиг. 2 представлен пример взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин.

На фиг. 3 представлен пример оценки оптимального периода отработки нагнетательной скважины 19.

10 Суть подхода заключается в определении оптимального периода отработки на нефть индивидуально для каждой нагнетательной скважины. Способ определения предполагает зависимость эффективности закачки конкретной рассматриваемой скважины от интерференции, которая определяется посредством оценки изменения дебита нагнетательной скважины, находящейся в отработке на нефть, от ввода в добычу  
15 скважин окружения.

Способ осуществляют следующим образом.

Поэтапно выполняют работы согласно приведенной схеме на фиг. 1.

1. Выбор элементов разработки (заводнения).

20 Выбирают произвольное количество элементов разработки, для которых планируется перевод нагнетательных скважин под закачку. Пример взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин представлен на фиг. 2: 1-3, 5, 7, 10, 12-13, 16, 18, 20-21, 23, 25 - добывающие скважины, 4, 6, 8-9, 11, 14-15, 17, 19, 22, 24, 26-27 - нагнетательные скважины. Данные элементы заводнения полностью или частично могут состоять как из уже пробуренных, так и проектных скважин.

25 2. Расчет сценариев.

Выполняют прогнозные расчеты двух сценариев:

А. Все скважины (добывающие и нагнетательные по проектному назначению) запускаются в добычу без перевода нагнетательных скважин под закачку;

30 Б. Нагнетательные скважины (Фиг. 2: 4, 6, 8-9, 11, 14-15, 17, 19, 22, 24, 26-27) запускаются в добычу без перевода под закачку, добывающие скважины (Фиг. 2: 1-3, 5, 7, 10, 12-13, 16, 18, 20-21, 23, 25) остаются в бездействии.

Срок прогнозного периода выбирается произвольно на усмотрение пользователя. Однако, в случае если период прогноза слишком короткий, пользователь может не достигнуть необходимой разницы в расчетах для дальнейшей оценки.

35 3. Оценка реакции нагнетательных скважин на ввод добывающих.

Для каждой нагнетательной скважины рассчитывается нормированный дебит нефти в сценариях А и Б на каждый временной шаг прогнозного периода.

$$q_{A k}^n = q_{A k} / q_{A 0} \quad (1)$$

40 где  $q_{A k}^n$  - нормированный дебит нефти нагнетательной скважины в сценарии А на k-ом временном шаге, д. ед.;

$q_{A k}$  - дебит нефти нагнетательной скважины в сценарии А на k-ом временном шаге, т/сут;

$q_{A 0}$  - начальный дебит нефти нагнетательной скважины в сценарии А, т/сут;

45  $q_{B k}^n = q_{B k} / q_{B 0} \quad (2)$

где  $q_{B k}^n$  - нормированный дебит нефти нагнетательной скважины в сценарии Б на k-ом временном шаге, д. ед.;

RU 2 740 510 C1

$q_{Bk}$  - дебит нефти нагнетательной скважины в сценарии Б на  $k$ -ом временном шаге, т/сут;

$q_{B0}$  - начальный дебит нефти нагнетательной скважины в сценарии Б, т/сут;

5 Далее выполняется оценка отношения нормированного дебита нефти нагнетательной скважины в сценарии А к нормированному дебиту нефти нагнетательной скважины в сценарии Б:

$$i_k = q_{Ak}^H / q_{Bk}^H \quad (3).$$

10 Затем выполняется оценка реакции работы нагнетательных скважин на ввод добывающих с помощью первой производной по времени от отношения  $i$ :

$$i'_k = d(i_k)/dt \quad (4).$$

4. Оценка оптимального срока отработки нагнетательной скважины.

15 Определяется оптимальный период отработки нагнетательной скважины, соответствующий минимальному значению  $i'$ . На фиг. 3 изображен пример оценки оптимального периода отработки нагнетательной скважины: 1 - нормированный дебит нефти нагнетательной скважины в сценарии А; 2 - нормированный дебит нефти нагнетательной скважины в сценарии Б; 3 - отношение нормированного дебита нефти нагнетательной скважины в сценарии А к нормированному дебиту нефти нагнетательной скважины в сценарии Б; 4 - первая производная по времени от отношения 20 нормированного дебита нефти нагнетательной скважины в сценарии А к нормированному дебиту нефти нагнетательной скважины в сценарии Б; 5 - минимальное значение первой производной по времени от отношения нормированного дебита нефти реагирующей скважины в сценарии А к нормированному дебиту нефти реагирующей скважины в сценарии Б.

25 Анализ изобретательского уровня показал следующее: из источников патентной документации и научно-технической литературы не выявлены технические решения, имеющие в своей основе признаки, совпадающие с признаками заявляемого технического решения, обеспечивающими достигаемый технический результат.

30 Пример реализации предлагаемого способа и оценка эффективности.

Пример анализируемого участка представлен на фиг. 2: 1-3, 5, 7, 10, 12-13, 16, 18, 20-21, 23, 25 - добывающие скважины, 4, 6, 8-9, 11, 14-15, 17, 19, 22, 24, 26-27 - нагнетательные скважины.

35 На анализируемом участке (фиг. 2) с помощью 3D гидродинамического моделирования выполнены следующие сценарии расчетов:

Сценарий А. Все скважины (добывающие и нагнетательные по назначению) запускаются в добычу в соответствии с планируемой датой ввода без перевода нагнетательных скважин под закачку.

40 Сценарий Б. Нагнетательные скважины (Фиг. 2: 4, 6, 8-9, 11, 14-15, 17, 19, 22, 24, 26-27) запускаются в добычу в соответствии с планируемой датой ввода без перевода под закачку, добывающие скважины (Фиг. 2: 1-3, 5, 7, 10, 12-13, 16, 18, 20-21, 23, 25) остаются в бездействии.

Прогнозный период расчета составил 20 лет с шагом 1 месяц в обоих сценариях.

45 В сценариях А и Б для каждой нагнетательной скважины рассчитан нормированный дебит нефти по формулам 1 и 2. Затем для каждой нагнетательной скважины рассчитаны отношения нормированных дебитов нефти  $i$  по формуле 3 и первая производная по времени от отношения нормированных дебитов по формуле 4.

Например, для скважины 19:

## RU 2740 510 C1

- начальный дебит нефти в сценарии А  $q_{A0}=15.25207$ , т/сут;
- начальный дебит нефти в сценарии Б  $q_{B0}=15.25207$ , т/сут;
- дебит нефти на 26-ой временной шаг в сценарии А  $q_{A26}=7.61023$ , т/сут;
- дебит нефти на 26-ой временной шаг в сценарии Б  $q_{B26}=11.07991$ , т/сут;
- нормированный дебит нефти на 26-ой временной шаг в сценарии А по формуле (1):  $q_{A26}^H = q_{A26}/q_{A0} = 7.61023/15.25207=0.49896$ , д.ед.;
- нормированный дебит нефти на 26-ой временной шаг в сценарии Б по формуле (2):  $q_{B26}^H = q_{B26}/q_{B0} = 11.07991/15.25207=0.72645$ , д.ед.;
- отношение нормированных дебитов нефти на 26-ой временной шаг по формуле (3):  $i_{26} = q_{A26}^H/q_{B26}^H = 0.49896/0.72645=0.68685$ , д.ед.;

- первая производная по времени от отношения нормированных дебитов на 26-ой временной шаг по формуле (4):  $i'_{26}=d(i_{26})/dt=(i_{26}-i_{25})/(t_{26}-t_{25})=(0.68685-0.71733)/(26-25)=-0.03048$ .

В таблице ниже приведены дебиты нефти, нормированные дебиты нефти в сценариях А и Б, отношение нормированных дебитов нефти и первая производная по времени от отношения нормированных дебитов скважины 19 на всех временных шагах расчета.

Таблица								
Временной шаг расчета	Дебит нефти скважины 19 в сценарии А, т/сут	Дебит нефти скважины 19 в сценарии Б, т/сут	Нормированный дебит нефти скважины 19 в сценарии А, д.ед.	Нормированный дебит нефти скважины 19 в сценарии Б, д.ед.	i, д.ед.	d(i), д.ед.	dt, мес	d(i)/dt, д.ед./мес
0	15.25207	15.25207	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000	0	0.00000
1	14.32288	14.32288	0.93908	0.93908	1.00000	0.00000	1	0.00000
2	13.34545	13.44946	0.87499	0.88181	0.99227	-0.00773	1	-0.00773
3	12.67508	12.92123	0.83104	0.84718	0.98095	-0.01132	1	-0.01132
4	12.25054	12.63812	0.80321	0.82862	0.96933	-0.01162	1	-0.01162
5	11.81482	12.30310	0.77464	0.80665	0.96031	-0.00902	1	-0.00902
6	11.52835	12.12195	0.75586	0.79477	0.95103	-0.00928	1	-0.00928
7	11.29302	11.97638	0.74043	0.78523	0.94295	-0.00809	1	-0.00809
8	11.08707	11.86933	0.72692	0.77821	0.93409	-0.00885	1	-0.00885
9	10.90801	11.77727	0.71518	0.77218	0.92619	-0.00790	1	-0.00790
10	10.72853	11.67331	0.70342	0.76536	0.91907	-0.00713	1	-0.00713
11	10.57281	11.60095	0.69321	0.76062	0.91137	-0.00769	1	-0.00769
12	10.42372	11.53073	0.68343	0.75601	0.90399	-0.00738	1	-0.00738
13	10.30308	11.49704	0.67552	0.75380	0.89615	-0.00784	1	-0.00784
14	10.18298	11.46286	0.66765	0.75156	0.88835	-0.00780	1	-0.00780
15	10.07064	11.43065	0.66028	0.74945	0.88102	-0.00733	1	-0.00733
16	9.95060	11.39729	0.65241	0.74726	0.87307	-0.00795	1	-0.00795
17	9.82249	11.36473	0.64401	0.74513	0.86430	-0.00877	1	-0.00877
18	9.66730	11.33178	0.63384	0.74297	0.85311	-0.01118	1	-0.01118
19	9.52225	11.29979	0.62433	0.74087	0.84269	-0.01042	1	-0.01042
20	9.23301	11.26745	0.60536	0.73875	0.81944	-0.02325	1	-0.02325
21	8.97601	11.23521	0.58851	0.73664	0.79892	-0.02052	1	-0.02052
22	8.75213	11.20406	0.57383	0.73459	0.78116	-0.01776	1	-0.01776
23	8.53199	11.17260	0.55940	0.73253	0.76365	-0.01750	1	-0.01750
24	8.29664	11.14199	0.54397	0.73052	0.74463	-0.01903	1	-0.01903
25	7.97020	11.11093	0.52257	0.72849	0.71733	-0.02730	1	-0.02730
26	7.61023	11.07991	0.49896	0.72645	0.68685	-0.03048	1	-0.03048
27	7.29679	11.05151	0.47841	0.72459	0.66025	-0.02660	1	-0.02660
28	6.95676	11.02151	0.45612	0.72262	0.63120	-0.02905	1	-0.02905
29	6.64197	10.99195	0.43548	0.72069	0.60426	-0.02694	1	-0.02694
30	6.34157	10.96198	0.41578	0.71872	0.57851	-0.02575	1	-0.02575
240	0.00000	4.41348	0.00000	0.28937	0.00000	0.00000	1	0.00000

На фиг. 3 изображен пример оценки оптимального периода отработки нагнетательной скважины 19: 1 - нормированный дебит нефти нагнетательной скважины в сценарии А; 2 - нормированный дебит нефти нагнетательной скважины в сценарии Б; 3 -

RU 2 740 510 C1

отношение нормированного дебита нефти нагнетательной скважины в сценарии А к нормированному дебиту нефти нагнетательной скважины в сценарии Б; 4 - первая производная по времени от отношения нормированного дебита нефти нагнетательной скважины в сценарии А к нормированному дебиту нефти нагнетательной скважины в сценарии Б; 5 - минимальное значение первой производной по времени от отношения нормированного дебита нефти реагирующей скважины в сценарии А к нормированному дебиту нефти реагирующей скважины в сценарии Б. Для нагнетательной скважины 19 минимальное значение первой производной по времени от отношения нормированных дебитов достигается на 26 временном шагу, следовательно, для нагнетательной скважины 19 оптимальный период отработки на нефть составит 26 временных шагов (в данном примере временной шаг - месяц).

Аналогичные вычисления нормированных дебитов нефти, отношения нормированных дебитов нефти и первой производной от отношения нормированных дебитов нефти выполнены для остальных нагнетательных скважин. Для каждой нагнетательной скважины оценен свой оптимальный период отработки (от 2 до 26 мес.). Прирост накопленной добычи нефти за 20 лет с применением предложенного способа относительно сценария с фиксированным сроком отработки нагнетательных скважин на нефть составил 2%.

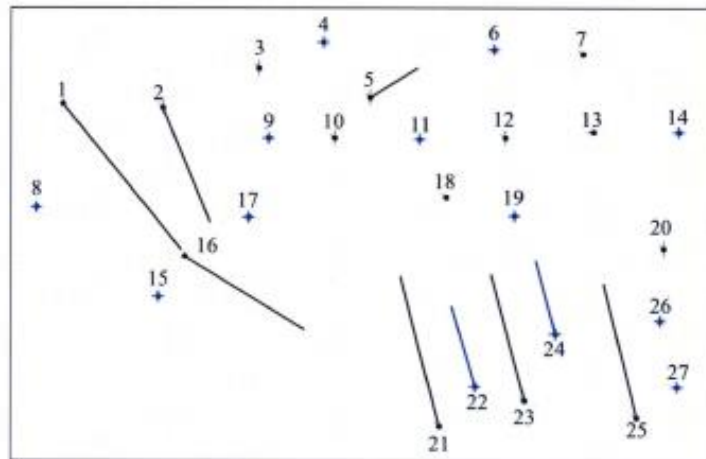
(57) Формула изобретения

Способ определения оптимального периода отработки на нефть нагнетательных скважин для низкопроницаемых коллекторов, заключающийся в том, что выбирают элементы заводнения, представляющие пробуренные или проектные нагнетательные и добывающие скважины, для которых планируется перевод нагнетательных скважин под закачку, причем нагнетательные скважины являются реагирующими и по ним отслеживают динамику дебитов, а оставшиеся скважины являются возмущающимися, выполняют прогнозные расчеты для двух сценариев, когда все скважины: реагирующие и возмущающие запускают в добычу, и когда реагирующие скважины запускают в добычу, а возмущающие скважины оставляют в бездействии, при этом определяют реакцию нагнетательной скважины на ввод добывающей, для чего для каждой нагнетательной скважины рассчитывают нормированный дебит нефти в каждом сценарии на каждый временной шаг прогнозного периода, выполняют оценку реакции работы нагнетательных скважин на ввод добывающих с учетом первой производной по времени от отношения нормированного дебита нефти нагнетательных скважин при действующих добывающих скважинах окружения к нормированному дебиту нагнетательных скважин при неработающих добывающих скважинах окружения, а перевод нагнетательных скважин под закачку осуществляют с учетом оптимального срока отработки нагнетательной скважины на нефть, который соответствует минимальному значению первой производной.

RU 2 740 510 C1

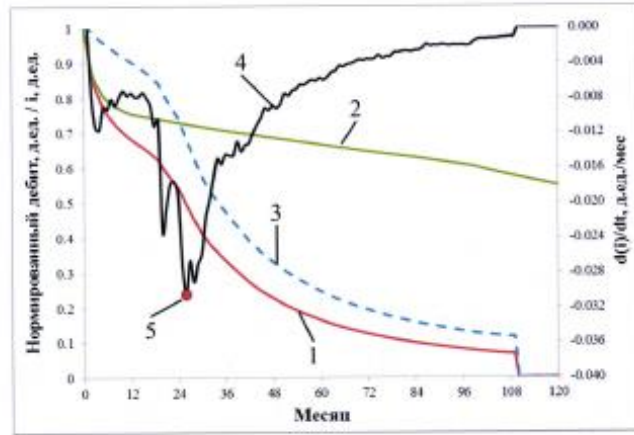


Фиг. 1



Фиг. 2

RU 2740 510 C1



Фиг. 3



## ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Акт о внедрении результатов



**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «РН-НЯГАНЬНЕФТЕГАЗ»**  
(АО «РН-Няганьнефтегаз»)

ул. Сибирская, д. 18, стр. 1, г. Нягань, ХМАО-Югра, Тюменская обл., 628113  
Телефон: (34672) 92-222, факс (34672) 94-444, e-mail: r\_nng@rosneft.ru  
ОКПО 5 3529255, ОГРН 1028601456725, ИНН КПП 8618010727997250101

от 18.05.2021 № 11-25-0198-21

на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального  
директора - главный геолог  
АО "РН-Няганьнефтегаз"

*Д.В. Смельянов*

2021 г.



Акт

о внедрении результатов диссертационной работы на соискание ученой степени кандидата технических наук Плиткиной Юлии Александровны на тему «Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов ТРИЗ тюменской свиты Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения»

В период работы 2015-2020 гг. Ю.А. Плиткиной в УГРМ Няганьнефтегаз ООО

«ТНЦ» разработан и внедрен в производство ряд технологических решений по повышению эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты. Обоснованные параметры системы разработки, такие как, схема размещения и плотность сетки скважин, матрица типов заканчивания скважин, длина и азимутальное направление горизонтальных скважин, количество стадий ГРП, соотношение добывающих и нагнетательных скважин и режимы закачки воды позволили получить эффект от организации системы ППД и повысить рентабельность в совокупности с применением налоговых льгот.

Положительный опыт реализации пилотных работ на объекте ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговского+Пальяновского ЛУ послужил основанием для формирования и выполнения активной программы бурения и организации эффективной системы заводнения, что обеспечило уверенный рост добычи нефти за пятилетний период с 388 до 1 216 тыс.т в год.

Результаты диссертационной работы Ю.А. Плиткиной были использованы АО «РН-Няганьнефтегаз» при подготовке проектного документа 2019 года «Дополнение к технологической схеме разработки Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Ем-Еговского+Пальяновского лицензионного участка» (протокол ЦКР Роснедр по УВС от 19.12.2019 № 7852, г. Москва).

Утвержденные проектные решения для объекта ЮК<sub>2-9</sub> тюменской свиты тиражированы на соседние Каменный и Талинский лицензионные участки Красноленинского месторождения.

Начальник управления  
по разработке месторождений

*Подпись Е.И. Авсянко*  
*И.Н. Авсянко*  
*Начальник ОП Авсянко*



*И.Н. Авсянко*

И.Н. Авсянко

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Справка об использовании результатов



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР»  
(ООО «ТННЦ»)**

Почтовый адрес: в/я 747, г. Тюмень, Тюменская область, 625000  
Юридический адрес: ул. Максима Горького, д. 42, г. Тюмень, Тюменская область, 625048  
Телефон: (3452) 55-00-55, Факс: (3452) 79-27-81, e-mail: tnnc@rosneft.ru  
ОКПО 55442802, ОГРН 1077203000434, ИНН/КПП 7202157173/ 720301001

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор  
ООО «Тюменский нефтяной  
научный центр», к.т.н.  
А.В. Аржиловский  
2021 г.



**СПРАВКА**

об использовании результатов научных разработок  
соискателя ученой степени кандидата технических наук  
Плиткиной Юлии Александровны

Настоящим документом подтверждается, что результаты научных исследований Плиткиной Юлии Александровны в период работы 2015-2020 гг. в УГРМ Няганьнефтегаз в области повышения эффективности освоения низкопроницаемых трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) тюменской свиты за счет обоснования оптимальных параметров системы разработки рекомендованы к практическому применению и успешно внедрены на Ем-Еговском+Пальяновском лицензионном участке (ЛУ).

Результаты диссертационной работы Ю.А. Плиткиной были использованы при подготовке проектного документа 2019 года «Дополнение к технологической схеме разработки Краснolenинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Ем-Еговского+Пальяновского лицензионного участка» (протокол ЦКР Роснедр по УВС от 19.12.2019 № 7852, г. Москва). Юлия Александровна являлась ответственным исполнителем работы и успешно защитила проект в Компании и в государственных органах.

По результатам положительного опыта реализации пилотных работ утвержденные проектные решения для объекта ЮК<sub>2-9</sub> тюменской свиты тиражированы на соседние Каменный и Талинский лицензионные участки Краснolenинского месторождения, а также использованы в качестве аналогии при



Сертифицировано  
Российским Регистром

проектировании новых нефтяных месторождений ХМАО-Югры – Назымское и Тункорское и учтены при выполнении ТЭО Лебяжьего лицензионного участка.

Опыт освоения ТИРЗ тюменской свиты Ем-Еговского+Пальяновского ЛУ неоднократно представлялся к рассмотрению на НТС ТНЦ и ТТЭС Компании в рамках подготовки работ по сопровождению бурения, мониторингу разработки, интегрированных и технических проектов разработки.

Основой практического внедрения является комплекс решений по организации опытно-промышленных работ (ОПР) и обоснованию параметров системы разработки, таких как:

- схема размещения и плотность сетки скважин;
- матрица типов заканчивания скважин;
- ориентация элементов заводнения относительно регионального стресса;
- соотношение добывающих и нагнетательных скважин;
- режимы закачки воды;
- оптимальный период отработки нагнетательных скважин на нефть.

Положительный опыт реализации ОПР на объекте ЮК<sub>2.9</sub> Ем-Еговского+Пальяновского ЛУ послужил основанием для формирования и выполнения активной программы бурения – до 70 скважин в год и организации эффективной системы заводнения с достижением накопленной компенсации до 90%. В результате получено восстановление пластового давления и обеспечен уверенный рост добычи нефти за пятилетний период с 388 до 1 216 тыс. т в год. Прогноз технологических показателей до конца разработки, выполненный на актуальной геолого-гидродинамической модели, свидетельствует о достижении утвержденного значения КИН – 0.232 при выполнении проектной программы работ.

Ученый секретарь, к.т.н.



Р.М. Галикеев

## ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Титульный лист проектного документа ДТСР 2019

Публичное акционерное общество  
**«НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ «РОСНЕФТЬ» (ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»)**  
 Акционерное общество «АО «РН-НЯГАНЬНЕФТЕГАЗ» (АО «РН-НЯГАНЬНЕФТЕГАЗ»)  
 Общество с ограниченной ответственностью  
**«ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР» (ООО «ТННЦ»)**

УДК 622.276.1/4 (571.12)  
 № гос. рег. \_\_\_\_\_

Экз. № \_\_\_\_\_

**СОГЛАСОВАНО:**  
 Заместитель генерального директора –  
 Главный геолог  
 АО «РН-Няганьнефтегаз»

 Д.В. Емельянов  
 «    » \_\_\_\_\_ 2019 г.

**УТВЕРЖДАЮ:**  
 Генеральный директор  
 АО «РН-Няганьнефтегаз»

 А.М. Пятаев  
 «    » \_\_\_\_\_ 2019 г.  
 Отв. зам. Д.Патракс Ю.А.  


**ДОПОЛНЕНИЕ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЕ РАЗРАБОТКИ  
 КРАСНОЛЕНИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
 В ПРЕДЕЛАХ ЕМ-ЕГОВСКОГО+ПАЛЪЯНОВСКОГО  
 ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА**

Договор № 7412018/1015Д/ТННЦ-10532/18 от 10.12.2018

В 7 книгах и 2 папках

Книга 1. Текст

Генеральный директор  
 ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Начальник управления по ГРМ Няганьнефтегаз  
 ООО «Тюменский нефтяной научный центр»


А.В. Аржиловский

Д.П. Патраксв

г. Тюмень, 2019

## ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Титульный лист протокола ЦКР Роснедр ДТСР 2019



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

ЦЕНТРАЛЬНАЯ КОМИССИЯ ПО СОГЛАСОВАНИЮ ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ  
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ  
(ЦКР Роснедр по УВС)

Утверждаю  
Председатель ЦКР Роснедр по УВС  
О.С. Каспаров  
« 24 » 12 2019 г.

**ПРОТОКОЛ**  
заседания  
Центральной нефтегазовой секции

от 19.12.2019 № 7852

г. Москва

Дополнение к технологической схеме разработки  
Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения  
в пределах Ем-Еговского+Пальяновского лицензионного участка  
(АО "РН-Няганьнефтегаз")

**Присутствовали:**

Шелепов В.В. - Руководитель Центральной нефтегазовой секции  
Ямпольская Е.Н. - Заместитель Руководителя Центральной нефтегазовой секции  
Федосеев О.Н. - Заместитель Секретаря Центральной нефтегазовой секции

**Члены Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС:** Андреева Н.Н., Боксерман А.А.,  
Копанев С.В., Королев А.С., Пастух П.И., Ювченко Н.В.

**Приглашенные:**

от Консультационного Совета при Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС:

от ФБУ "ГКЗ": Вильчик Н.А., Кузнецова Е.Б., Марченкова М.Т., Островская Н.В., Руденко Т.И.,  
Стойнова Л.А., Хангильдина А.М., Юсупова Г.В.

от ООО "ТННЦ": Плиткина Ю.А., Патраков Д.П., Чусовитин А.А., Смирнов Д.С., Соколов С.В.,  
Левагин С.А., Грандов Д.В., Трайзе В.В., Федоров М.Д., Галиуллин М.М., Головкин  
С.И., Давлетханов Е.И.

от АО "РН-Няганьнефтегаз": Емельянов Д.В., Ермилов Е.В.

от ПАО "НК "Роснефть": Кулешков И.В.