

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

*На правах рукописи*



**ШАБРИН НИКИТА ВЛАДИСЛАВОВИЧ**

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО  
ПОТЕНЦИАЛА КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ И ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ  
(МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШАИМСКОГО РЕГИОНА)**

Специальность 2.8.3. – Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология,  
геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:  
доктор технических наук,  
профессор Ю. А. Котенёв

Уфа 2024

**ОГЛАВЛЕНИЕ**

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОНОГО ПОТЕНЦИАЛА ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С УЧЕТОМ СЛОЖНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ.....	11
1.1 Общие представления о геологическом строении изучаемого района .....	11
1.1.1 Литолого-стратиграфическое строение .....	14
1.1.2 Структурно-тектонические особенности.....	21
1.1.3 Нефтегазоносность изучаемого района .....	29
1.2 Образование зон остаточных запасов нефти в юрских отложениях .....	30
1.3 Проблема освоения запасов углеводородов коры выветривания .....	32
Выводы по главе 1 .....	33
ГЛАВА 2 ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ОБРАЗОВАНИЕ ЗОН С ОСТАТОЧНЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ .....	35
2.1 Особенности строения залежей углеводородов.....	35
2.1.1 Методика построения геологических моделей .....	36
2.1.2 Гидродинамическое моделирование .....	47
2.2 Основные причины образования зон остаточных запасов нефти.....	48
2.3 Влияние фациального строения на выработку запасов нефти .....	52
2.4 Влияние тектонических нарушений на выработку запасов.....	62
2.5 Влияние технологических факторов на выработку запасов.....	66
Выводы по главе 2.....	74
ГЛАВА 3 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОСВОЕНИЮ УГЛЕВОДОРОДОГО ПОТЕНЦИАЛА ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ.....	76
3.1 Комплекс мероприятий, направленный на равномерную выработку запасов .	78
3.2 Комплекс мероприятий, направленный на извлечение остаточных запасов разрабатываемых месторождений .....	84

3.2.1 Обоснование наиболее эффективных мероприятий для выработки запасов с учётом сложного фациального строения пласта.....	84
3.2.2 Обоснование наиболее эффективных мероприятий для выработки залежей с тектоническими нарушениями .....	89
3.2.3 Обоснование наиболее эффективных мероприятий для выработки залежей с низким пластовым давлением.....	92
Выводы по главе 3.....	94
ГЛАВА 4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОСВОЕНИЮ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ.....	95
4.1 Геолого-геофизическая характеристика залежей нефти разрабатываемых месторождений.....	95
4.1.1 Общие сведения.....	96
4.1.2 Литологическая характеристика залежей.....	100
4.2 Промысловая характеристика залежей.....	101
4.3 Закономерности распределения залежей.....	103
Выводы по главе 4.....	105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	107
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	110
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	111

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы исследования**

В настоящее время на территории Шаимского района известно более 30 месторождений разных по размеру. Большинство из них открыто и введено в эксплуатацию в начале второй половины прошлого века, поэтому основная их часть находится на III-IV стадиях разработки. Характерными признаками таких месторождений являются: снижение объёма добываемой продукции, увеличение обводненности, снижение пластового давления и формирование системы по его поддержанию, необходимость в обосновании и проведении мероприятий по увеличению текущей нефтеотдачи и вовлечению запасов из недренируемых зон.

Месторождения относятся к типу сложных и очень сложных по геологическому строению, в связи с невыдержанностью эффективных толщин и фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС), наличием зон выклинивания, глинизации и множества тектонических нарушений, как со смещением залегания разновозрастных отложений, так и без, которые характеризуются слабой гидродинамической связанностью между разделенными разломами блоками продуктивных пластов. Это приводит к формированию разноуровневых водонефтяных контактов (ВНК), что осложняет разработку месторождений. Коллектор, по классификации А. А. Ханина, на большинстве месторождений относится к IV-VI группе в связи с низкой проницаемостью, при этом выделяются отдельные зоны пласта с высокими её значениями, которые приурочены к областям развития разрывных нарушений и фаціальным обстановкам, в которых сформировались отложения с повышенными значениями фильтрационно-ёмкостных свойств.

Таким образом, изучение влияния вышеназванных факторов на образование зон с остаточными запасами, а также поиск подходов, методов и способов эффективного доизвлечения нефти из застойных и слабодренируемых зон является актуальной задачей.

Ещё одной востребованной задачей является поиск новых источников углеводородов в «нетрадиционных» коллекторах в связи с истощением запасов в «традиционных» юрских отложениях. На изучаемой территории ими являются залежи в отложениях коры выветривания, которые характеризуются ограниченным площадным распространением по сравнению с юрскими пластами, что связано с особенностью их образования. В связи с этим необходимо обосновать критерии поиска новых залежей на основе детального изучения особенностей их строения.

### **Степень разработанности темы**

Изучением особенностей образования и извлечения остаточной нефти, в том числе и на месторождениях, которые характеризуются высокой степенью обводнения и низкими дебитами занимались: В. Е. Андреев, Л. С. Бриллиант, С. В. Галкин, Р. Х. Гильманова, Л. Ф. Дементьев, А. В. Джемсюк, М. А. Жданов, Ю. А. Котенёв, М. И. Максимов, Н. Н. Михайлов, В. Ш. Мухаметшин, С. Н. Назаров, П. И. Никитин, А. М. Пирвердян, М. К. Рогачев, Б. Ф. Сазонов, М. М. Саттаров, Е. И. Семин, Ш. Х. Султанов, М. Л. Сургучев, М. А. Токарев, В. Г. Уметбаев, К. М. Федоров, Н. Ш. Хайрединов, Н. И. Хисамутдинов и др.

Строение и нефтегазоносность доюрского комплекса, том числе его коры выветривания, исследовали ученые: В. А. Бененсон, В. С. Бочкарев, Л. Н. Бружес, В. П. Данилова, О. Г. Жеро, Е. Г. Журавлев, Н. П. Запивалов, М. Ю. Зубков, К. С. Иванов, А. Е. Ковешников, А. Э. Конторович, В. В. Кормильцев, Е. А. Костырева, В. Г. Криночкин, Н. Я. Кунин, Н. К. Курьшева, Т. А. Лапинская, В. И. Москвин, И. И. Нестеров, М. Ф. Печеркин, Л. Н. Сайпушева, Ю. Н. Федоров, С. Ф. Хафизов, В. И. Шпильман, В. Л. Шустер и др.

Несмотря на то, что по данной тематике опубликовано достаточное количество научных трудов, данный вопрос является актуальным по причине недостаточно эффективного извлечения углеводородов (УВ) из отложений юрского возраста и необходимостью поиска новых научно-обоснованных решений по поиску залежей в коре выветривания (КВ), в том числе основываясь на

детальном геологическом понимании условий формирования продуктивных отложений.

**Цель диссертационной работы** – геологическое обоснование влияния различных геолого-технологических факторов на эффективное освоение запасов углеводородов в юрских отложениях и разработка рекомендаций по поиску и освоению новых залежей углеводородов в коре выветривания доюрского комплекса месторождений Шаимского нефтегазоносного района.

**Задачи исследования:**

1 Изучение особенностей разработки и выработки запасов нефти месторождений Шаимского нефтегазоносного района в юрских отложениях с учётом детального понимания их геологического строения.

2 Разработка методики подбора эффективных геолого-технологических мероприятий по вовлечению в разработку запасов нефти из различных зон пластов юрского возраста.

3 Изучение геологического строения ранее открытых залежей углеводородов в коре выветривания и разработка рекомендаций по освоению углеводородного потенциала доюрского фундамента.

**Объект и предмет исследования**

Объектом исследования являются отложения юрского возраста и коры выветривания западной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, обладающие углеводородным потенциалом. Предметом исследования являются причины и факторы образования зон остаточных запасов нефти юрских отложений, а также критерии поиска новых залежей углеводородов в коре выветривания доюрского комплекса.

**Научная новизна работы**

1. Установлены две группы причин формирования (геологические и технологические) зон остаточных запасов нефти с учетом сложного геологического строения и истории их разработки.

2. Обоснованы технологии эффективного освоения нефтяного потенциала юрских отложений на основе комплекса сейсмических, литофациальных и

гидродинамических исследований для выделенных групп залежей с остаточными запасами углеводородов.

3. Обоснованы палеотектонические, структурные, литолого-стратиграфические и палеогеоморфологические критерии поиска новых залежей углеводородов коры выветривания доюрского основания.

### **Теоретическая и практическая значимость работы**

Теоретическая значимость работы заключается в выделении и ранжировании основных причин и закономерностей образования зон с остаточной нефтью в отложениях юрского возраста, а также разработке методики поиска залежей в коре выветривания.

Практическая значимость работы заключается в разработке рекомендаций по увеличению нефтеотдачи месторождений Шаимской группы, открытию новых залежей углеводородов и внедрении результатов при выполнении научно-исследовательских работ по следующим тематикам:

– «Анализ эффективности разработки Новомостовского месторождения с учетом концепции мелкоблокового строения»;

– «Геолого-технический анализ эффективности системы разработки Западно-Тугровского, Тальникового, Потанай-Картопьянского месторождений ТПП «Урайнефтегаз», выработка рекомендаций по совершенствованию системы разработки с учетом бездействующего фонда скважин и текущей остаточной нефтенасыщенности»;

– «Анализ текущего состояния системы разработки месторождений ТПП «Урайнефтегаз» и рекомендации по ее совершенствованию (2020 г. – Лазаревское месторождение, 2021 г. – Толумское месторождение, 2022 г. – Ловинское месторождение)».

Результаты диссертационной работы использованы в учебном процессе при проведении лабораторных и практических занятий по дисциплинам «Нефтегазопромысловая геология», «Системный анализ разработки нефтяных и газовых месторождений», а также курсовом и дипломном проектировании студентами горно-нефтяного факультета, обучающихся по специальностям

21.05.02 – «Прикладная геология», специализация «Геология нефти и газа»; 05.03.01 – «Геология», специализации «Геология» и «Нефтегазовая геология и геофизика»; 21.05.03 – «Технология геологической разведки», специализация «Геофизические методы исследования скважин» и при написании отчётов о практике и результатах научно-исследовательских работ у магистрантов, обучающихся по направлению подготовки 21.04.01 – «Нефтегазовое дело», магистерская программа «Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа».

### **Методология и методы исследования**

Решение поставленных задач реализовано с помощью методов и методологических подходов, включающих: обобщение, систематизацию и статистический анализ различной геолого-промысловой информации и данных, геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений, геолого-промысловый анализ разработки и выработки запасов нефти. При написании работы использовались признанные специалистами-нефтяниками программные комплексы: tНавигатор, IRAP RMS и Tempest More для построения геологических и гидродинамических моделей месторождений, ResView для формирования баз данных, геолого-промыслового анализа разработки и выработки запасов углеводородов.

### **Положения, выносимые на защиту**

1. Геолого-технологические факторы образования остаточных зон нефти юрских отложений и закономерности их размещения.
2. Комплекс эффективных адресных мероприятий по увеличению нефтеотдачи и доизвлечению остаточных запасов нефти из застойных зон.
3. Палеотектонические, структурные, литолого-стратиграфические и палеогеоморфологические критерии поиска залежей углеводородов в коре выветривания доюрского фундамента.

### **Степень достоверности и апробации результатов**

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на научно-технических совещаниях в ОАО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь»

территориально-производственного предприятия «Урайнефтегаз»; на 71-й, 72-й и 74-й научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ (Уфа, 2020, 2021, 2023); на 72-й международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2018» (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина) в 2018 году; на международной конференции «Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа» (УГНТУ, 2019); на всероссийской научно-технической конференции «Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа» (УГНТУ, Уфа, 2019); на международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле» (УГНТУ, Октябрьский, 2022); на международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (Санкт-Петербургский Горный Университет, 2022); на международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки и техники» (УГНТУ, Уфа, 2021, 2023); на международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ и 100-летию ученого Александра Ивановича Спивака (УГНТУ, Уфа, 2023).

#### **Соответствие паспорту заявленной специальности**

Затрагиваемая область исследования соответствует паспорту специальности 2.8.3. «Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр», а именно п. 7: «Анализ и типизация горно-геологических условий месторождений твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых для их эффективного промышленного освоения» и п. 18: «Геолого-геофизическая оценка нефтегазоносности, анализ и типизация горно-геологических условий освоения месторождений углеводородов».

#### **Публикации по теме диссертации**

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 27 научных трудах, в том числе 3 – в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ, 1 публикация – в издании, входящем в международную реферативную базу Scopus.

## **Структура и объём работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка использованных источников из 109 наименований. Работа изложена на 126 страницах машинописного текста, содержит 63 рисунка, 14 таблиц.

Автор благодарит своего научного руководителя профессора, доктора технических наук Котенёва Юрия Алексеевича, также профессора Султанова Шамиля Ханифовича и кандидата геолого-минералогических наук Стенькина Андрея Вениаминовича за помощь и содействие в написании данной диссертационной работы, формирование научной идеи и консультации по проводимым исследованиям.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках реализации программы развития НЦМУ по соглашению № 075-15-2022-297.

# ГЛАВА 1 ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С УЧЕТОМ СЛОЖНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

## 1.1 Общие представления о геологическом строении изучаемого района

Шаимский нефтегазоносный район (ШНГР) открыт в 1959 году бурением поисковой скважины. Данный район входит в состав Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции Приуральской нефтегазоносной области. (Рисунок 1.1). В настоящее время здесь открыто более 30 месторождений углеводородов. Основная доля запасов углеводородов сосредоточена в отложениях юрского возраста. Помимо этого, выделяются локальные залежи в отложениях коры выветривания верхней части доюрского комплекса.

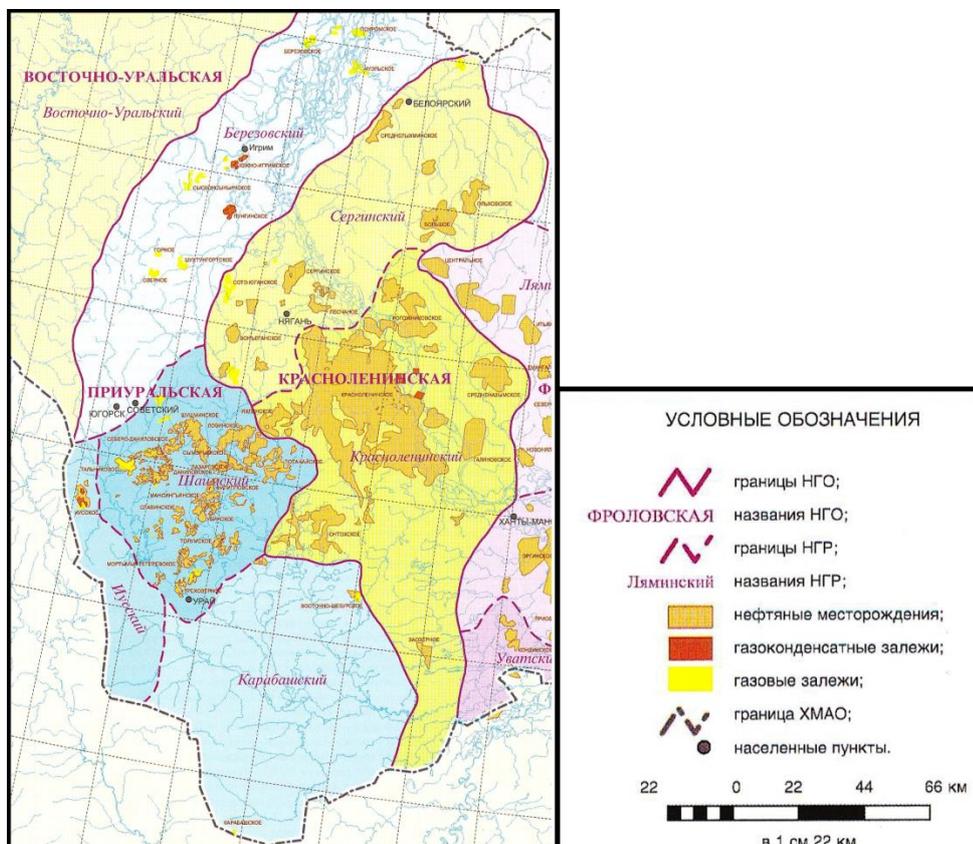


Рисунок 1.1 – Фрагмент карты нефтегеологического районирования территории Ханты-Мансийского автономного округа [3]

Открытие и разработка центральной и южной части района начата в 60-х годах прошлого века, северная часть разведана и введена в эксплуатацию в конце 1990-х годов.

По геологическому строению месторождения относится к типу сложных и очень сложных [102], так как продуктивные отложения характеризуются сильной изменчивостью фильтрационно-емкостных характеристик по площади и разрезу, невыдержанностью эффективных толщин, наличием тектонических нарушений с различной амплитудой смещения, зон выклинивания на доюрский комплекс, а также замещения коллекторов непроницаемыми породами (Рисунки 1.2-1.3) [5, 15, 50, 67, 87].

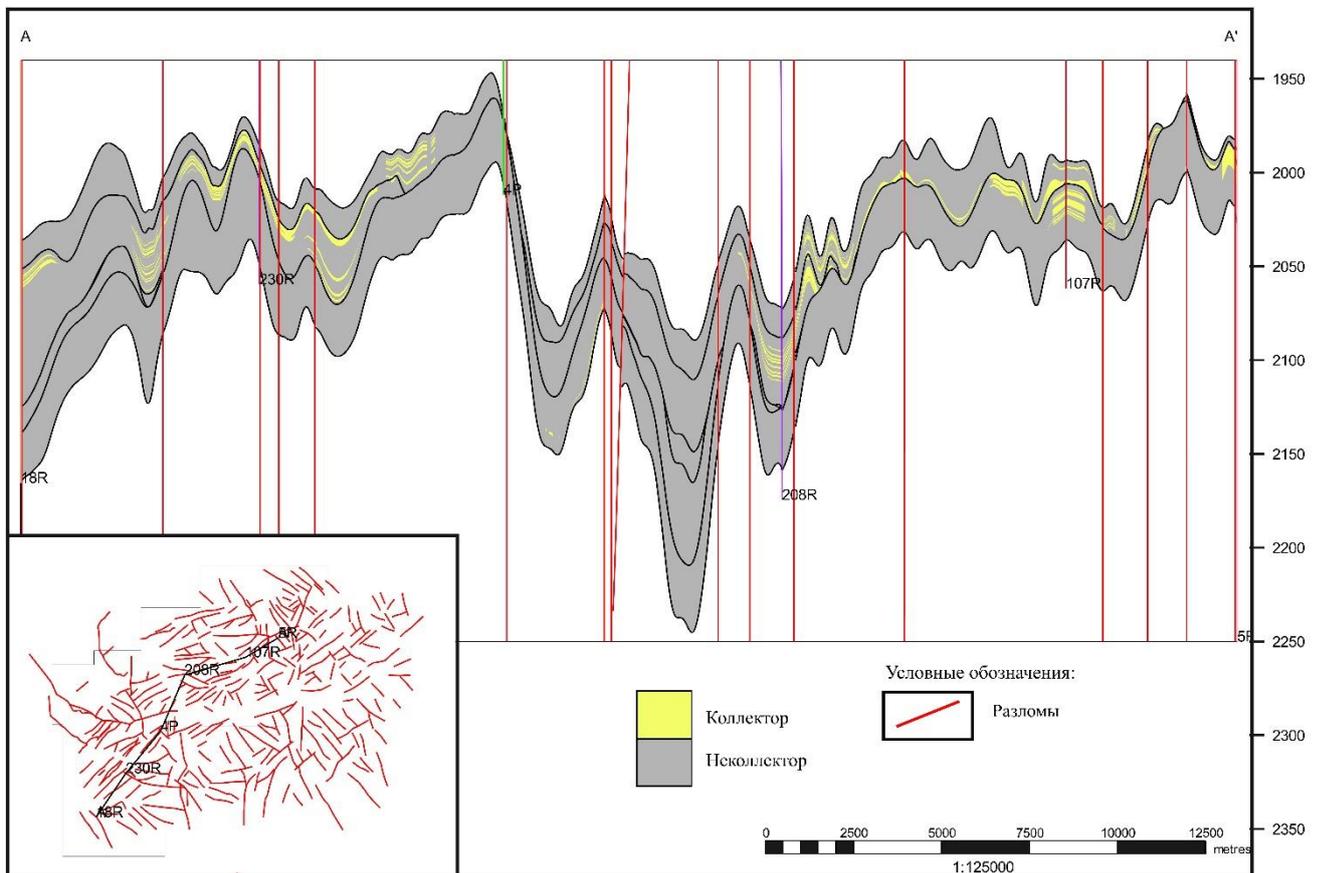


Рисунок 1.2 – Геологический разрез Потанай-Картопынского месторождения

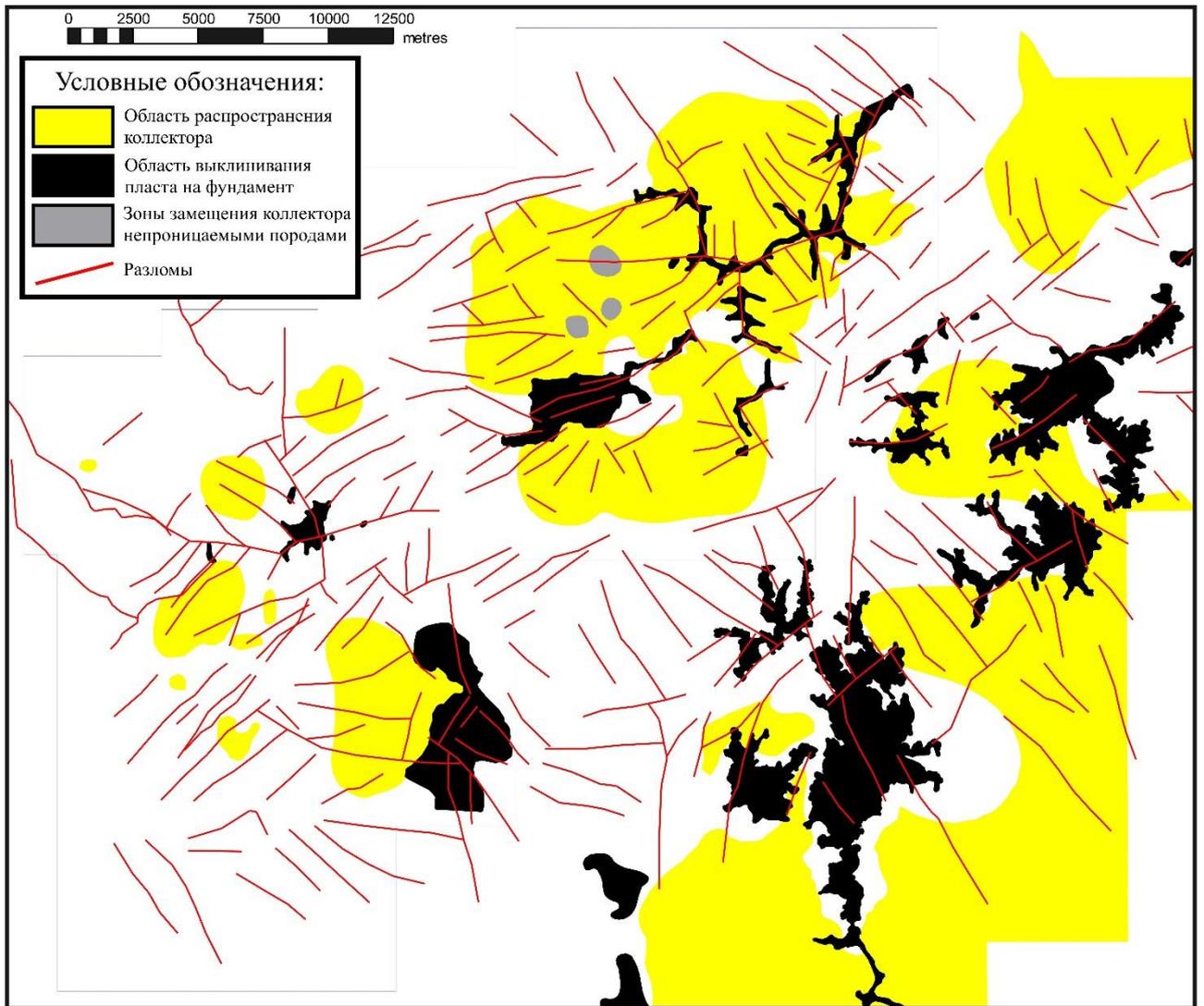


Рисунок 1.3 – Карта, показывающая геологическую неоднородность пласта Ю<sub>1</sub> Потанай-Картопьянского месторождения

Большинство месторождений, в том числе разработка которых началась недавно, характеризуются высокой и «критической» степенью обводнения, пониженным пластовым давлением, а также наличием зон с остаточными извлекаемыми запасами. Причинами этого являются геологические и технологические факторы.

Примером геологических факторов, которые не учтены на этапе проектирования систем разработки месторождений, является сложное фациальное строение продуктивных отложений, выражающееся в высокой расчленённости пластов, их резкой изменчивости и неоднородности фильтрационно-емкостных

свойств (Толумское, Ловинское, Пайтыхское месторождения), а также наличие дизъюнктивных нарушений (Новомостовское, Лазаревское, Западно-Тугровское месторождения) [51-53].

Длительный период эксплуатации месторождения на естественном режиме без системы поддержания пластового давления (Потанай-Картопьянское месторождение, Толумское месторождение) является примером технологических факторов [43, 82].

### **1.1.1 Литолого-стратиграфическое строение**

На изучаемой территории Западно-Сибирская плита включает в себя три структурно-тектонических этажа: нижний (средне-позднепалеозойский), средний (триасовый) и верхний (мезо-кайнозойский) [11]. Верхний этаж представляет из себя ортоплатформенный мезозойско-кайнозойский осадочный чехол, который сложен осадками с возрастом от юрского до четвертичного периода, несогласно залегающий на доюрском комплексе пород. Доюрский разрез представлен складчатым фундаментом, сложенным породами палеозойского возраста, и вулканогенными породами триасового возраста. По породам доюрского основания развита кора выветривания [10, 21, 49, 66, 72].

На рассматриваемом участке и сопредельных территориях палеозойские и триасовые отложения вскрыты практически всеми пробуренными скважинами. К их кровле приурочен отражающий сейсмический горизонт «А».

#### **Доюрский комплекс (нижний и средний этажи)**

На Новомостовской и Западно-Новомостовской площадях в некоторых скважинах выявлены отложения палеозойского возраста. Наибольшая вскрытая мощность составляет 510,6 м. Возраст вскрытых пород – каменноугольный и девонский. По описанию керн доюрский комплекс разнообразен и представлен плотными известняками, кремнисто-карбонатными породами темно-серого цвета, крепкими, метаморфизованными, местами трещиноватыми и коричнево-серыми

доломитами. Также встречаются перемятые пестроцветные породы, представленные глинистыми сланцами темно-красного, темно-серого, белого цветов, белым кварцем и белым мрамором.

Отложения триасового возраста развиты в южной и центральной части площади и представлены породами различного минерального состава. Встречаются прослои аргиллитов, глинистых сланцев.

Отложения коры выветривания вскрыты всеми скважинами. Они имеют различный возраст, толщину, минеральный состав. В сводовых частях поднятий они уменьшаются вследствие палеоразмывов до нескольких метров, а в ряде случаев, и до менее одного метра.

На Тальниковом месторождении породы доюрского комплекса вскрыты многими скважинами. Среди них встречаются магматические и метаморфические породы, представленные базальтовыми и долеритовыми порфиритами и образованиями коры выветривания.

В нижней части вскрытого разреза преобладают миндалекаменные базальты и гиалобазальты. Реже встречаются андезиты с переходом до дацитов. В поднятом керне – это чаще всего плотные крепкие породы с разно ориентированными трещинами, выполненными кальцитом и кварцем. На диаграммах электрокаротажа породы фундамента выделяются высокими сопротивлениями. Вскрытая мощность вулканогенной толщи достигает 60-80 м.

Верхняя часть разреза представлена в разной степени измененными породами, включающими образования коры выветривания, которые имеют широкое площадное распространение. Данные отложения представлены сильно выветрелыми эффузивными породами. В целом, это сильно каолинизированные зернистые породы, интенсивно перемятые, с зеркалами скольжения, иногда кавернозные и пропитанные нефтью. Породы пестрой окраски, серые, зеленые, коричневые с различными оттенками.

Доюрские образования Потанай-Картопьянского месторождения представлены сланцами различного состава (кварцево-слюдистого, глинисто-кремнистого или кремнисто-серицитового), метаморфизованные, крепкие,

плотные, массивные, трещиноватые сильно хлоритизированные от серого до темно-серого цвета. Трещины частично залечены кальцитом. В некоторых скважинах вскрыты сланцы альбит-кварц-хлоритового состава с лепидогранобластовой, местами порфиробластовой структурой.

Также встречаются эффузивные породы, которые представлены риолитами, плагиоклазовыми порфиритами, иногда долеритами. Предположительный возраст данных отложений датируется как средне-триасовый. Помимо эффузивов, на месторождении обнаружены пластовые интрузии и жильные образования. Максимальная мощность доюрских образований составляет 225 м.

Местами встречаются отложения коры выветривания, которые представлены хлоритизированными и выветрелыми сланцами различного состава (кварцево-слюдистого, кремнисто-серицитового, глинисто-кремнистого) в некоторых скважинах встречается выветрелый гранит. Максимально вскрытая мощность составляет 79 м.

На Лазаревском месторождении породы фундамента представлены в основном светло- или зеленовато-серыми породами, плотными, перемятыми, часто трещиноватыми. В единичной скважине на контакте с углефицированными аргиллитами тюменской свиты вскрыт прослой слабо сцементированных пород, состоящих из обломков фундамента различного состава. Мощность изменяется от 10 до 40 метров.

Кора выветривания представлена крупнозернистой кварцевой породой (с кавернами за счет выщелоченного полевого шпата), которая, вероятно, образована по кварцевым песчаникам или кварцитам. Присутствуют отложения светло-серых и серых комковатых пород разной плотности с включениями буроватого глиноподобного материала, с многочисленными зеркалами скольжения. Толщина этих образований более 23 м.

На Толумском месторождении породы складчатого фундамента охарактеризованы керном в 49 скважинах и представлены в основном гранитом и гранодиоритом. Граниты – темно-серые, серые, серо-зеленые, светло-серые, иногда с розоватым оттенком, от скрытокристаллических до крупнокристаллических,

плотные, массивные. Содержание в граните темноцветов (роговая обманка, биотит) придают ей пятнистую окраску. Встречаются также включения пирита, молибденита, мусковита, прожилки повеллита. Гранодиориты – от светло-серого до темно-серого, в основном среднекристаллические, в единичных скважинах – крупнокристаллические, плотные, крепкие, массивные, с включениями роговой обманки, биотита, единичных зерен сфена и рассеянными мелкими включениями пирита.

Эффузивно-осадочные породы по вещественному составу весьма разнообразны: метаморфические и кристаллические сланцы, мраморизованные известняки, серпентиниты, долеритовые порфириды, песчаники, конгломераты, глинистые сланцы.

В верхней части вскрыты отложения коры выветривания, которые представлены сланцами, а также гравелито-конгломератовидными породами различного состава. Их мощность варьируется в диапазоне от 0 до 108 м.

Как видно из строения доюрских отложений – они достаточно неоднородны по площади: на западе выделяются основные магматические породы (Тальниковое месторождение); в северо-восточной части (Новомостовское месторождение) представлены, в основном, метаморфизованными породами; в восточной части (Потанай-Картопьянское и Лазаревское месторождения) встречаются как метаморфические породы, так и магматические; южная часть представлена, в основном, сланцами светло-зелеными, темно-серыми, черными, плотными, крепкими.

### **Осадочный чехол (верхний этаж)**

Отложения мезозойско-кайнозойского возраста с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на породах доюрского комплекса. Породы этого этажа представлены отложениями различного генезиса: континентального, прибрежно-морского и морского. Мощность в сводовых частях поднятий достигает 1700-2100 м, в периферийных частях – до 2400 м. На изучаемой территории мезозойские отложения представлены юрским и меловым возрастом, кайнозойские – палеогеновым и четвертичным [58, 59, 62, 68].

В составе юрских отложений, вскрытых на Новомостовском месторождении, выделяются: тюменская, абалакская и нижняя подсвета тутлеймской свиты.

На Тальниковом и Лазаревском месторождении юрская система представлена тюменской и даниловской свитами.

На Потанай-Картопьянском и Толумском месторождении юрские отложения представлены тюменской, абалакской и частично мулымьинской свитой (аналог тутлеймской свиты Новомостовского месторождения).

Отложения тюменской свиты являются основными нефтесодержащими породами. Резкая фациальная изменчивость отложений является причиной их сложного строения, которое выражается в колебании толщин, большом количестве песчаных прослоев, линзовидном строении. С кровлей тюменской свиты связан сейсмический отражающий горизонт «Т».

На Новомостовском месторождении в отложениях тюменской свиты выделено 6 пластов, общая мощность которых изменяется от 80 м до 106 м.

На Тальниковом месторождении породы тюменской свиты объединяются в продуктивный горизонт Т (пласты Т<sub>1</sub>, Т<sub>2</sub>, Т<sub>3</sub>). Пласты тюменской свиты являются стратиграфическими аналогами пластов Ю<sub>2-5</sub> (Т<sub>1</sub>-Ю<sub>2</sub>, Т<sub>2</sub>-Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>4</sub>, Т<sub>3</sub>-Ю<sub>5</sub>). Отложения тюменской свиты широко развиты по площади. Отмечается уменьшение их толщины по направлению к сводам структур, вплоть до полного выклинивания (гребневая часть Лемьинской структуры). Максимальная толщина свиты на Тальниковом месторождении составляет 96 м.

В разрезе Потанай-Картопьянского месторождения выделены пласты Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>6</sub>, нефтеносными являются только Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>3</sub>. Мощность свиты – от 0 до 118 метров.

На Лазаревском месторождении в разрезе выделяются пласты Т<sub>1</sub>, Т<sub>2</sub>, Т<sub>3</sub> тюменской свиты среднеюрского возраста. Её толщина уменьшается по направлению к своду до первых метров, а на своде свита выклинивается. Максимальная толщина свиты составляет 133 м.

На Толумском месторождении тюменская свита развита, в основном, в заливообразных прогибах. К погруженным частям толщина отложений тюменской свиты увеличивается. Общая толщина свиты изменяется от 0 до 30 м.

На Новомостовском, Потанай-Картопьянском и Толумском месторождениях тюменская свита трансгрессивно перекрыта отложениями абалакской свиты. Во время её накопления начинается этап морской трансгрессии, охватившей большую часть Западно-Сибирской палеоравнины, что находит отражение в её глинистом составе.

Данная свита представлена песчаниками (серыми, буровато- и зеленовато-серыми) и алевролитами с прослоями аргиллитов, гравелитов, конгломератов и известняков. Диагностическими признаками данных отложений являются: наличие ростров белемнитов, створок пелеципод, часто заполненных кальцитом, а также углистые включения.

Даниловская свита Тальникового и Лазаревского месторождений является аналогом абалакской.

К кровле данных свит приурочен сейсмический отражающий горизонт «П».

Поверх абалакской свиты согласно залегает нижнемулымьинская свита. Она представлена черными аргиллитами и коричневаточерными битуминозными алевролитами, часто плитчатыми и листоватыми, с большим количеством рыбных остатков и аммонитов, с глинистыми прослоями известняков толщиной 1-4 м. В верхней части свиты выделяются выдержанные по мощности горизонты с остатками планктонных водорослей-кокколитофорид, их толщина изменяется в пределах от 2 до 5 м, в нижней части разреза развиты прослои радиоляритов.

К кровле данной подсвиты приурочен сейсмический отражающий горизонт «Б».

Нижнетутлеймская подсвита Новомостовского месторождения является аналогом нижнемулымьинской подсвиты.

На Рисунке 1.4 представлена сводная литолого-стратиграфическая колонка Шаимского района.



### 1.1.2 Структурно-тектонические особенности

Исследуемый район приурочен к четырем тектоническим структурам первого порядка: Шаимский и Турсунский мегавалы, Шеркалинский мегапрогиб и Яхлинская седловина (Рисунок 1.5). В их строении выделяются следующие структуры второго порядка: Хангокуртский, Восточно-Даниловский, Южно-Даниловский, Северо-Лемьинский, Южно-Лемьинский, Восточно-Убинский прогибы, Лемьинский, Навский, Убинский, Тетеревский валы, Даниловское куполовидное поднятие, Шушминский структурный мыс (Рисунок 1.6) [3, 17].

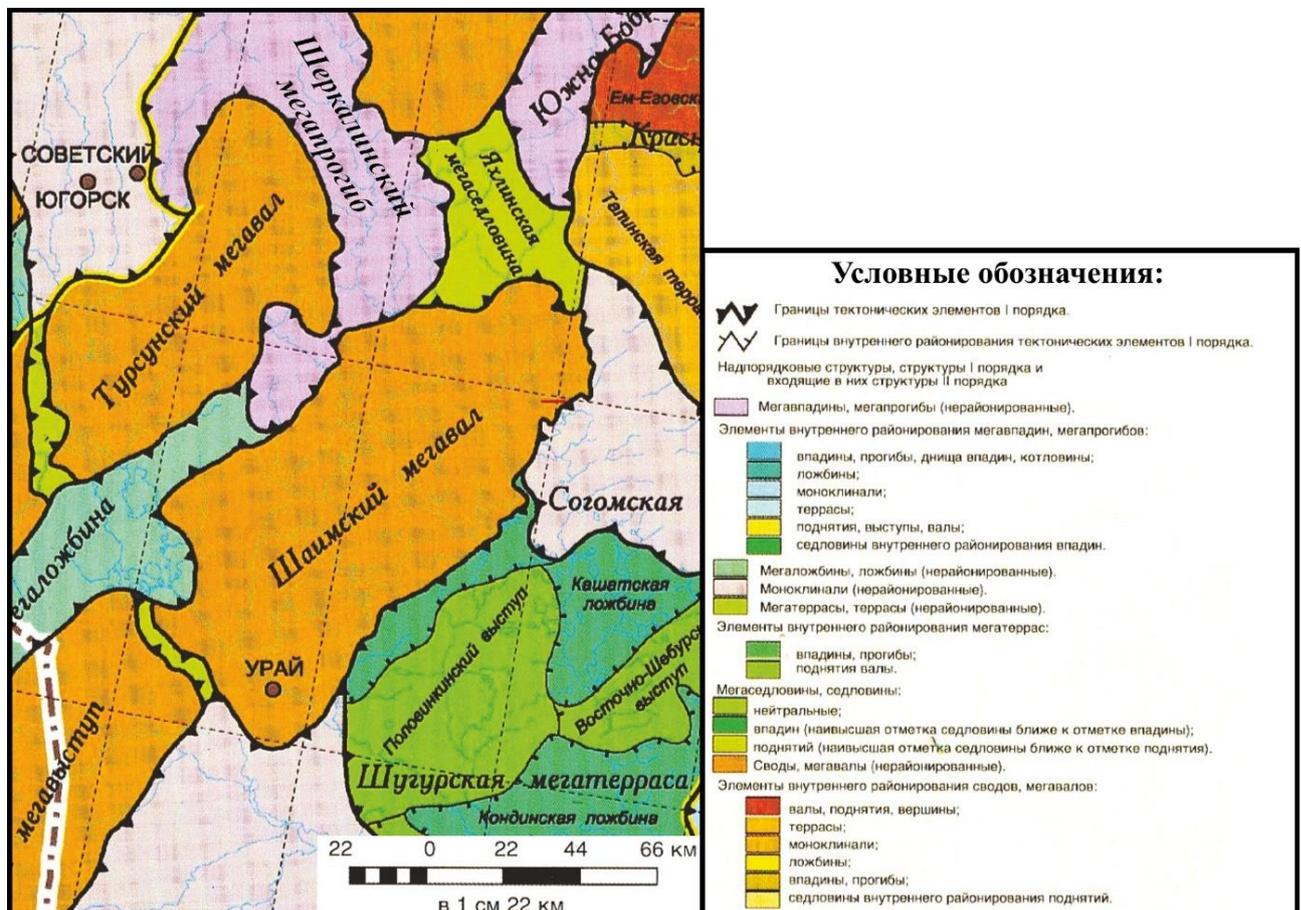


Рисунок 1.5 – Фрагмент «Тектонической карты центральной части

Западно-Сибирской плиты», 1998 год

(под редакцией Шпильмана В. И., Змановского Н. И., Подсосовой Л. Л.) [3]



**Структуры I порядка:**

XII - Шеркалинский мегапрогиб, XV - Сергинское куполовидное поднятие  
 XVII - Красноленинский свод, XVIII - Яхлинская мегаседловина  
 XIX - Турсунский мегавал, XXI - Сосьвинская мегаложбина  
 XXII - Тавдинский мегавыступ, XXIII - Шаимский мегавал  
 XXIV - Согомская моноклираль, XXV - Шугурская мегатерраса  
 XXVI - Карабашская моноклираль

**Структуры II порядка:**

31 - Малососьвинский вал, 32 - Эсский вал, 39 - Хангокуртский прогиб  
 40 - Восточно-Даниловская прогиб, 44 - Сергинский вал, 46 - Мутомский прогиб  
 47 - Северо-Лемьинский прогиб, 48 - Лемьинский вал, 49 - Шушминский структурный мыс  
 50 - Навский вал, 51 - Южно-Лемьинский прогиб, 52 - Даниловское куполовидное поднятие  
 53 - Южно-Даниловский прогиб, 54 - Евринское куполовидное поднятие, 55 - Восточно-Убинский прогиб  
 56 - Убинский вал, 57 - Тетеревский вал, 58 - Западно-Кашатская ложбина  
 59 - Половинкинский выступ, 62 - Седловина без названия, 63 - Чернореченская седловина

Рисунок 1.6 – Фрагмент тектонической схемы чехла

Западно-Сибирской плиты [17]

Шаимский мегавал является структурой первого порядка. Падаёт в северо-восточном направлении, длина мегавала составляет 140 км, ширина достигает 70 км. Глубина залегания горизонта «А» изменяется от 1400-1500 м до 2300 м. Амплитуда центральной части достигает 300 метров. Углы падения крыльев

изменяются в пределах  $0^{\circ}20'$  до  $1^{\circ}10'$ , северо-западное крыло структуры круче юго-восточного, к которому смещена ось структуры. Внутри Шаимского мегавала выделяется большое количество локальных поднятий с различной ориентировкой. Структуры второго порядка: Тетеревский и Убинский валы, Восточно-Убинский прогиб. На склонах структуры выделяются отложения вогулкинской толщи, в гребневой части – тюменская свита, которая вверх по разрезу сменяется абалакской. На вершине локальных структур обнаруживаются отложения мулымьинской свиты. Во время прогибания Западно-Сибирская плита длительное время оставалась повышенным участком. В берриасское время происходило накопление грубозернистых осадков. Затем в нижне-среднеюрскую эпоху мегавал представлял собой денудационно-аккумулятивную равнину, где в разных участках наряду с процессами аккумуляции происходила денудация и эрозия.

Шаимский мегавал и Сергинское куполовидное поднятие разделяется Яхлинской мегаседловиной, которая раскрывается в сторону Шеркалинского и Бобровского мегапрогибов. Падает в северо-восточном направлении, перепад высот по горизонту «А» достигает до 200 метров, осложнена локальными структурами.

Турсунский мегавал – структура первого порядка с размерами  $115 \times 60$  км изометричной формы. Аналогично другим структурам погружается в северо-восточном направлении. Глубина горизонта «А» изменяется от 1500-1600 метров до 2100-2300 метров. Среди структур второго порядка выделяются: Северо-Лемьинский, Южно-Лемьинский и Южно-Даниловский прогибы, Лемьинский и Навский валы, Шушминский структурный мыс и Даниловское куполовидное поднятие. По аналогии с Шаимским мегавалом в нижне-среднеюрское время представлял собой возвышенную денудационно-аккумулятивную равнину. В разрезе выделяются отложения тюменской, абалакской и мулымьинской свит.

Шеркалинский мегапрогиб – структура первого порядка, находящаяся севернее Турсунского мегавала. Длина составляет 300 км, ширина – 30-40 км. Глубина залегания горизонта «А» изменяется от 2100-2400 метров (на юге) до 2900-3000 метров на севере. Выделяются структуры второго порядка: Восточно-

Даниловский, Лыхминский и Хангокуртский прогибы, Перегребнинская моноклираль и Нергинский структурный мыс. В нижне-среднеюрское время представлял собой область аккумуляции, поэтому в его пределах наблюдается наиболее полный разрез нижней юры, представленный шеркалинской свитой. В наиболее погруженных частях её мощность более 180 метров.

### **Новомостовское месторождение**

Для рассматриваемой структурно-тектонической зоны, как и в целом для структур Западно-Сибирской плиты, характерна унаследованность развития структур с постепенным их выполаживанием вверх по разрезу.

Рельеф поверхности доюрского основания (горизонт «А») имеет разломно-блоковое строение, так как сформировался в результате совместного влияния тектонических и эрозионных процессов. Характер нарушений в основном сбросово-надвиговый с несколькими системами разломов с преобладанием диагональной направленности.

Перепад глубин по поверхности доюрского основания составляет 100 м. Новомостовская структура ориентирована в юго-западном направлении и представлена несколькими небольшими куполами, разделенными неглубокими седловинами, наибольший из которых имеет амплитуду более 40 м.

В контуре замкнутой изогипсы – 2250 м. Новомостовская структура имеет размеры 2,0х4,0 км. Склоны структуры осложнены разрывными нарушениями. Приуроченность локальных куполов к разломной зоне указывает на принадлежность этих разломов к разряду вертикальных сбросово-надвиговых дислокаций, которые своим образованием обязаны тектоно-динамической обстановке.

К востоку и северо-востоку от локальных поднятий происходит резкое погружение поверхности, угол наклона до 6 градусов.

Безусловно, тектоническая обстановка оказала влияние на характер площадного распределения нефтегазоносности района. Выделенные тектонические нарушения, образующие диагональную систему разломов, являются флюидоупорами, вдоль плоскостей которых происходит изменение уровня ВНК.

### **Потанай-Картопьянское месторождение**

Потанай-Картопьянское месторождение находится в пределах структуры второго порядка – Восточно-Убинского прогиба. Залежи месторождения приурочены к локальным поднятиям третьего порядка – Потанайское, Картопьянское, Корсунское и Оханское.

Потанайское поднятие расположено в северной части месторождения, размеры – 15x22 км, глубина залегания – 2120 метров, амплитуда – около 150 метров.

Картопьянское поднятие находится в юго-западной части месторождения, размеры – 18x5-7 км, глубина залегания – 2020 метров, амплитуда достигает 80-100 м. В северном направлении наблюдается погружение.

На востоке от Потанайского поднятия находится Корсунское, отделенное от него прогибом. Размеры – 5x18 км, глубина залегания – 2160 метров на севере и – 2050 метров на юге, амплитуда изменяется от 30 метров (южная часть) до 80 метров (северная часть).

Оханское поднятие сочленяется с Корсунским, размеры – 7x21 км, глубина залегания – 2060 метров, амплитуда – около 10 метров.

По результатам сейсморазведочных работ выделены тектонические нарушения, часть из которых обладает экранирующими свойствами. Данные разломы контролируют ВНК между разными тектоническими блоками.

### **Лазаревское месторождение**

Лазаревское месторождение приурочено к Кандырскому локальному поднятию – структуре III-IV порядка. Оно расположено в зоне сочленения структур первого порядка: Шаимского мегавала, Шеркалинского мегапрогиба и Верхнекондинской впадины.

Границы, разделяющие тектонические структуры I порядка, приурочены к разломам фундамента, предопределяющим его блоковое строение. Такой характер строения фундамента оказал существенное влияние на формирование разнопорядковых структурных элементов осадочного чехла.

Шаимский мегавал отделяется от Верхнекондинской и Шеркалинской зон прогибов флексурно-разрывной зоной, приуроченной к Чанчарскому региональному разлому, выделенному П. К. Куликовым. Граница между Шеркалинской и Верхнекондинской зонами прогибов также приурочена к разломам фундамента.

По отражающему горизонту «А» Кандырское локальное поднятие представляет собой крупную брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания. В пределах замкнутой изогипсы – 2125 м, структура имеет размеры 20х5 км и амплитуду более 240 м. Поднятие осложнено многочисленными разломами северо-западного и северо-восточного направлений, которые разбивают его на ряд блоков разных высот.

Наиболее амплитудные разрывные нарушения проникают в отложения осадочного чехла, разрывая сплошность пород или отображаются в виде флексурных изгибов.

Сводовая часть Кандырского поднятия осложнена двумя куполами, которые фиксируются всеми отражающими горизонтами. Отметка кровли фундамента в сводовой, наиболее приподнятой восточной части структуры, составляет 1874 м. Общее погружение структуры происходит в западном направлении от минимальных абсолютных отметок кровли фундамента – от 1874 м до 2125 м. Западная часть структуры от восточной отделяется заливообразным прогибом.

Восточный купол имеет вытянутую форму и размеры в пределах изогипсы – 1940 м, составляют 4,5х1,5 км и амплитуда – 65 м.

Западный купол в отличие от основного, восточного, имеет изометричные очертания и является менее амплитудным. Размеры купола в пределах замыкающей изогипсы – 2020 м составляют 3х0,5-1 км и амплитуда – более 40 м.

Оба купола являются, по существу, вершинами Кандырской структуры.

Северное крыло Кандырского поднятия погружается ступенчато и осложнено рядами мелких резко выраженных узких выступов, сопрягающихся с такими же узкими грабеноподобными прогибами.

В центральной части северного склона поднятия фиксируются два больших выступа, представляющие собой структурные носы. Первый выступ (район скважин 10125Р, 10388Р, 10387Р) вытянут в северо-западном направлении и в пределах изогипсы – 2125 м имеет размеры 4х1,5 км. Второй выступ (район скважин 10270Р, 10385Р) вытянут в северном направлении и в пределах изогипсы – 2125 м имеет размеры 3х1 км.

Углы падения северного крыла на отдельных участках достигают 6-8°.

Южное крыло Кандырского поднятия более сглажено, хотя также довольно изрезано и состоит из ряда параллельно направленных выступов.

Наиболее крупный выступ находится в центральной части южного склона, который представляет собой структурный нос юго-западного простирания (район скважин 10138Р, 10139Р). Размеры выступа в пределах изогипсы – 2125 м составляют 4х1 км.

Углы падения южного крыла изменяются по участкам от 2 до 6°.

Западная периклиналь поднятия вписывается в общий фон погружения доюрской поверхности с углом наклона 3-4°. Восточная переклиналь поднятия является более пологой, угол падения здесь составляет 2-3° и через небольшой прогиб переходит в Восточно-Кандырское локальное поднятие, которое является перспективным в нефтегазоносном отношении.

В раннеюрское время большая часть описываемой территории представляла собой возвышенную денудационную равнину, где происходил интенсивный размыв и переотложение пород палеозойского комплекса, только в пределах погруженных участков происходило накопление осадков.

В среднеюрское время происходило всеобщее погружение и осадки накапливались практически на всей территории, за исключением сводовой части восточного купола. Характер осадков и соотношение мощностей отложений свидетельствует об активизации тектонических движений в период формирования тюменской свиты.

Структурный план по отражающему горизонту «Т» имеет унаследованный характер с кровлей доюрского комплекса. К началу морского периода, за счет

накопления большой толщины осадков тюменской свиты и постепенного их выклинивания к своду, произошло выполаживание поднятия.

Все вышеописанные структурные формы мелкого порядка сохранили свою форму и ориентацию, но при этом уменьшилась их контрастность. По кровле тюменской свиты Кандырское поднятие имеет размеры 18x2,5-6 км и амплитуду 125 м. Склоны поднятия, по-прежнему, довольно изрезаны. К своду происходит полное выклинивание тюменской свиты, свидетельствующее о том, что к началу морского периода структура оставалась высокоамплитудной и продолжала служить источником сноса.

Углы наклона крыльев по кровле тюменской свиты составляют 3-4°. Прогиб, отделяющий западный выступ от восточного, по отражающему горизонту «Т», по-прежнему выражен довольно резко, хотя имеет глубину погружения 60 м (по отражающему горизонту «А» она составила 120 м).

В целом Кандырское поднятие по кровле тюменской свиты тектоническими нарушениями разбито на три больших обособленных блока: Западный, Центральный и Восточный, которые контролируют уровни водонефтяных контактов в залежах пластов  $T_1$ ,  $T_2$  и  $T_3$ . Уровни водонефтяных контактов погружаются в северо-восточном направлении.

В келловейское время началась крупная морская трансгрессия и на Кандырском поднятии повсеместно накапливались глинистые отложения даниловской свиты. Структурный план по отражающему горизонту «А» повторяет структурный план по отражающему горизонту «Т», но в более сглаженном виде.

Сохраняются формы и размеры западного и восточного куполов, сохраняются все структурные элементы положительного и отрицательного порядка, осложняющие Кандырское поднятие. В последующее время тектоническое развитие поднятия также происходило унаследованно, с процессом явно выраженного сглаживания структурного плана (выполаживания).

### 1.1.3 Нефтегазоносность изучаемого района

В Шаимском нефтегазовом районе выделяют несколько продуктивных комплексов – доюрский (в трещиноватых породах фундамента и его коре выветривания), среднеюрский (тюменская свита) и келловей-верхнеюрский (вогулинской, абалакской свиты).

Для Шаимского и Красноленинского районов Западной Сибири установлено, что залежи нефти в доюрском комплексе связаны с вторичными коллекторами в изверженных породах преимущественно кислого состава (граниты, риолиты), а также кремнистых сланцах [44, 57, 74, 104, 105].

Одним из основных нефтесодержащих резервов района являются зоны развития гранулярных коллекторов регионально нефтеносных континентальных (континентально-морских) отложений тюменской свиты.

Кроме того, в разрезе также выделяют верхнеюрские прибрежно-морские отложения нижних подсвит даниловской (вогулкинская толща) или абалакской (продуктивный горизонт «П» или пласт Ю<sub>1</sub>) свит.

На Новомостовском месторождении продуктивными являются пласты Ю<sub>2-6</sub> тюменской свиты, под которыми залегает водонасыщенный пласт Ю<sub>7</sub>, приуроченный к крыльевым и периклинальным участкам Новомостовской структуры.

Открытые залежи нефти на месторождениях, в пределах которых находится район исследований, характеризуются блочным строением и практически все залежи являются тектонически и литологически экранированными.

Пласты тюменской свиты имеют линзовидное строение и представлены чередованием песчаных пород грауваккового и полимиктового состава и алевролитистых глин.

На Тальниковом месторождении промышленная нефтеносность связана с отложениями коры выветривания (КВ) тюменской свиты (пласты Т<sub>1</sub> и Т<sub>2</sub>) и даниловской свиты (пласт П<sub>2</sub>). Залежи осложнены зонами выклинивания и

замещения коллекторов плотными разностями, а также тектоническими нарушениями.

На Потанай-Картопийском месторождения нефтеносными пластами являются тюменская и алабакская свиты ( $Ю_{1-4}$ ), а также образования коры выветривания.

Продуктивность Лазаревского месторождения связана с осадками тюменской свиты среднеюрского возраста.

Промышленная нефтеносность Толумского месторождения установлена в отложениях мулыминской (пласт  $П_0$ ), абалакской (пласт  $П_1$ ), тюменской (пласт  $T$ ) свит и образованиях коры выветривания [38].

## **1.2 Образование зон остаточных запасов нефти в юрских отложениях**

Изучение проблем образования, локализации и методики выработки остаточных запасов нефти, в том числе юрских отложений, всегда являлось актуальным вопросом. Коллектора данного возраста имеют сложное фациальное строение, характеризуются невыдержанностью как по площади, так и по разрезу, наличием подстилающих пород фундамента, а также наличием тектонических нарушений.

Исследованием остаточных запасов занимались такие ученые, как: В. М. Березин, В. В. Гизатулина, Р. Х. Гильманова, Ю. В. Желтов, Н. Н. Михайлов, В. Ш. Мухаметшин, В. М. Рыжик, Э. М. Симкин, М. Л. Сургучев, Н. Ш. Хайретдинов, Н. И. Хисамутдинов и др. [4, 7, 9, 71].

В настоящее время принято выделять остаточную нефть микро- и макроуровня. Остаточная нефть макроуровня включает в себя целики, а также различного рода непромытые пропластки, застойные зоны, линзы. Такая нефть сохраняет свои исходные свойства. Нефть микроуровня включает в себя плёночную, адсорбированную на поверхности среды, и капиллярно-замещенную, находящуюся в пористой среде в виде капель и глобул, которые отделены от

скелета пленкой воды. Важное отличие между двумя этими типами остаточной нефти в том, что первая образуется в частях залежей нетронутых, либо слабо затронутых заводнением, когда вторые присущи лишь залежам с сформированной системой поддержания пластового давления [45, 69, 70].

Исходя из этого, можно судить о том, что остаточная нефть макроуровня связана, в основном, с геологическими факторами, в то время, как микроуровня – одновременно с геологическими и технологическими.

Поэтому, для более эффективной выработки запасов нефти необходимо более детально понимать процессы, способствующие образованию остаточных запасов на разных уровнях [8, 47, 78, 80]. В связи с этим необходимо понимать этапы образования залежей нефти и газа, а также возможные их изменения.

Традиционно для органической теории происхождения нефти выделяют следующие этапы образования залежей нефти и газа [16]:

- 1) Накопление органического вещества;
- 2) Генерация углеводородов;
- 3) Миграция углеводородов;
- 4) Аккумуляция углеводородов;
- 5) Консервация углеводородов;
- 6) Разрушение или перераспределение углеводородов.

Помимо этапов, выделенных А. А. Бакировым, Э. А. Бакировым и Л. П. Мстиславской, следует выделить этапы формирования ловушек. В то же время стоит упомянуть, что на разных этапах как формирования ловушки, так и формирования залежей, с ними могут происходить различного рода преобразования, например частичное раскрытие или разрушение, связанное с тектоническими процессами земной коры, что в свою очередь может привести к образованию разрывных нарушений, как проницаемых, так и непроницаемых.

Исследованием выработки запасов юрских отложений Западной Сибири занимались такие ученые, как: В. Е. Андреев, Л. С. Бриллиант, А. Э. Конторович, Ю. А. Котенёв, А. В. Лобусев, Е. В. Лозин, И. И. Нестеров, А. В. Стенькин, Н. Ш. Хайредин, А. П. Чижов, И. В. Шпуров и др. [35, 42, 61, 73].

По сложности геологического строения месторождения Шаимского региона характеризуются как сложные и очень сложные. Это связано с наличием зон глинизации, выклинивания (на палеозойский фундамент), а также разломной тектоникой. По классификации А. А. Ханина [79] коллектора относятся к IV-VI группе. Данные факторы являются основной причиной образования застойных зон, в которых сосредоточена высокая доля остаточных запасов. По этой причине необходимо изучить механизм их формирования [25, 36, 37].

Одними из последних диссертационных работ, опубликованных по данному региону, являются работы: А. В. Стенькина, в которой рассматривались технологии и способы эффективной выработки остаточных запасов углеводородов, В. С. Азарова, в которой автор разрабатывал методику выявления и локализации зон остаточных запасов по нормированным геологическим и технологическим параметрам [1, 63, 64, 65].

### **1.3 Проблема освоения запасов углеводородов коры выветривания**

Продуктивные отложения доюрского комплекса, в том числе кора выветривания палеозойского фундамента, давно представляют высокий интерес для поиска новых залежей. Изучением доюрских отложений, коры выветривания и перспективами её нефтеносности занимались следующие ученые: В. А. Бененсон, В. С. Бочкарев, Л. Н. Бружес, В. П. Данилова, О. Г. Жеро, Е. Г. Журавлев, Н. П. Запывалов, М. Ю. Зубков, К. С. Иванов, А. Е. Ковешников, А. Э. Конторович, В. В. Кормильцев, Е. А. Костырева, В. Г. Криночкин, Н. Я. Кунин, Н. К. Курышева, Т. А. Лапинская, В. И. Москвин, И. И. Нестеров, М. Ф. Печеркин, Л. Н. Сайпушева, Ю. Н. Федоров, С. Ф. Хафизов, В. И. Шпильман, В. Л. Шустер и др. [6, 12, 23, 34, 107].

Основными методами поиска залежей в данных отложениях являются бурение глубоких скважин и сейсморазведочные работы. Помимо этого,

необходимо привлечение результатов гравимагниторазведки, дешифрирование космических аэрофотоснимков [39].

В изучаемых отложениях принято выделять два типа кор выветривания – площадную и линейно-трещинную. По составу, в зависимости от исходной породы фундамента, формируются каолиновый и нонтронитовый профили [24].

Коллекторские свойства изменяются в широком диапазоне от очень низких и до высоких (пористость до 44 %, проницаемость до 1-2 мкм<sup>2</sup>) в зависимости от типа коллектора, который представлен порово-кавернозным, порово-трещинным и кавернозно-порово-трещинным. Такое разнообразие связано с гетерогенностью в составе доюрского комплекса, вследствие и коры выветривания. Помимо процессов выветривания на формирование коллекторов оказывают влияние тектоника (в виде разломов и трещиноватости), а также гидротермальные явления [24, 28, 29, 39, 60].

В настоящее время существует методика прогнозирования нефтеносности верхней части доюрского комплекса на основе результатов сейсморазведочных работ, но, тем не менее, прирост запасов по данным отложениям в сравнении с залежами в осадочном чехле остаётся на низком уровне [76, 103, 106, 108].

### **Выводы по главе 1**

1. В строении Западной-Сибирской плиты на данной территории выделяются три структурных этажа: складчатый фундамент палеозойского возраста (нижний), вулканогенный породы триасового возраста (средний) и мезозойско-кайнозойский осадочный чехол (верхний). Нижний и средний этажи объединены в доюрский комплекс отложений, в кровле которого выделяются отложения коры выветривания.

2. Доюрские отложения достаточно неоднородны по площади, на западе выделяются основные магматические породы (Тальниковое месторождение), в северо-восточной части (Новомостовское месторождение) представлены в основном метамерфизованными породами, в восточной части (Потанай-Картопьянское и Лазаревское месторождения) встречаются как метаморфические

породы, так и магматические, южная часть представлена в основном сланцами светло-зелеными, темно-серыми, черными, плотными, крепкими.

3. Залежи в юрских отложениях характеризуются сложным геологическим строением: невыдержанность эффективных толщин как по площади, так и по разрезу, изменчивость фильтрационно-емкостных характеристик, наличие тектонических нарушений, зон выклинивания на доюрский комплекс и замещений коллекторов непроницаемыми породами. В связи с этим все месторождения относятся к типу сложных и очень сложных.

4. В строении исследуемого района выделяются следующие структуры первого порядка: Шаимский и Турсунский мегавалы, Шеркалинский мегапрогиб и Яхлинская седловина. Среди структур второго порядка выделяются: Хангокуртский, Восточно-Даниловский, Южно-Даниловский, Северо-Лемьинский, Южно-Лемьинский, Восточно-Убинский прогибы; Лемьинский, Навский, Убинский, Тетеревский валы; Даниловское куполовидное поднятие; Шушминский структурный мыс. На месторождениях выделяются тектонические нарушения, часть из которых обладает экранирующими свойствами. Данные разломы контролируют ВНК между разными тектоническими блоками.

5. На исследуемой территории выделяется несколько продуктивных комплексов – доюрский (в трещиноватых породах фундамента и его коре выветривания), среднеюрский (тюменская свита) и келловей-верхнеюрский (вогулкинской, абалакской свиты).

6. Отложения коры выветривания являются перспективными объектами для поиска и освоения запасов углеводородов. Обладают различными коллекторскими свойствами. Образуются за счёт процессов палеогипергенеза и тектонических процессов. По типу коллектора – порово-кавернозный, порово-трещинный и кавернозно-порово-трещинный. Высокие значения проницаемости связаны с трещиноватыми коллекторами.

## ГЛАВА 2 ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ОБРАЗОВАНИЕ ЗОН С ОСТАТОЧНЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ

### 2.1 Особенности строения залежей углеводородов

Для более детального понимания геологического строения месторождений и процессов фильтрации в продуктивных пластах построены новые геолого-гидродинамические модели месторождений. Необходимость перестроения моделей объясняется сильными изменениями в строении месторождений и бурением новых скважин (Таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Причины построения новых геологических моделей

Месторождение	Причина
Новомостовское	Выделение малоамплитудных тектонических нарушений
Тальниковое	Обновление структурных поверхностей и разломной модели на основе актуальной сейсмической информации
Потанай-Картопьянское	Обновление структурных поверхностей и разломной модели на основе актуальной сейсмической информации
Лазаревское	Обновление структурных поверхностей из-за бурения новых кустов скважин и актуальной сейсмической информации
Толумское	Обновление структурных поверхностей, линий выклиниваний, разломной модели на основе актуальной сейсмической информации и разделение пласта П на П <sub>0</sub> и П <sub>1</sub>

Особенности строения залежей углеводородов месторождений изучены по результатам построения детальных геологических моделей с учётом литолого-фациальных особенностей, дизъюнктивных нарушений, сейсмических данных, геофизических исследований скважин и др. В Таблице 2.2 представлена исходная

информация, которая использовалась для построения геологических и гидродинамических моделей с источниками [41, 93, 100].

Таблица 2.2 – Исходная информация для моделирования

<b>Информация</b>	<b>Источник информации</b>
<i>Геологическая модель</i>	
Координаты устьев скважин	Скважинная информация
Инклинометрия	Скважинная информация
Каротажи	Скважинная информация
Результаты интерпретации ГИС	Скважинная информация
Отбивки пластов	Скважинная информация и актуальные сейсмические данные
Поверхности кровли и подошвы пласта	Актуальные сейсмические данные с учётом скважинной информации
Контуры нефтеносности	Актуальные сейсмические данные с учётом скважинной информации
Разломы	Актуальные сейсмические данные
Линии выклинивания	Актуальные сейсмические данные с учётом скважинной информации
Линии замещения коллектора	Актуальные сейсмические данные с учётом скважинной информации
Линии ВНК	Актуальные сейсмические данные с учётом скважинной информации
Петрофизические зависимости	Скважинная информация
<i>Гидродинамическая модель</i>	
Кубы параметров	Ремасштабирование вновь построенных моделей
Данные о перфорации	Скважинная информация
Помесячные данные добычи и закачки с начала разработки	Скважинная информация
Пластовая информация	Скважинная информация
ОФП	Скважинная информация

### 2.1.1 Методика построения геологических моделей

На первом этапе выполнена процедура проверки качества исходных данных, которая представляла собой визуальный анализ данных на гистограммах, кросс-плотах, а также по 2D и 3D визуализациям с целью выявления следующих ошибок:

отсутствие скважин, неверно загруженные альтитуды, отсутствие ГИС/РИГИС, отсутствие отбивок, несоответствие скважинной информации с сейсмической информацией [32].

Построение 3D-геологической модели Новомостовского месторождения основывается на базе структурного каркаса, оконтуривающего область моделирования. Для построения структурных поверхностей использовались абсолютные отметки вскрытия пласта, тренды, инклинометрия и координаты устьев каждой скважины. Также, в связи с проведением сейсмических работ в модель добавлены малоамплитудные разломы (Рисунок 2.1).

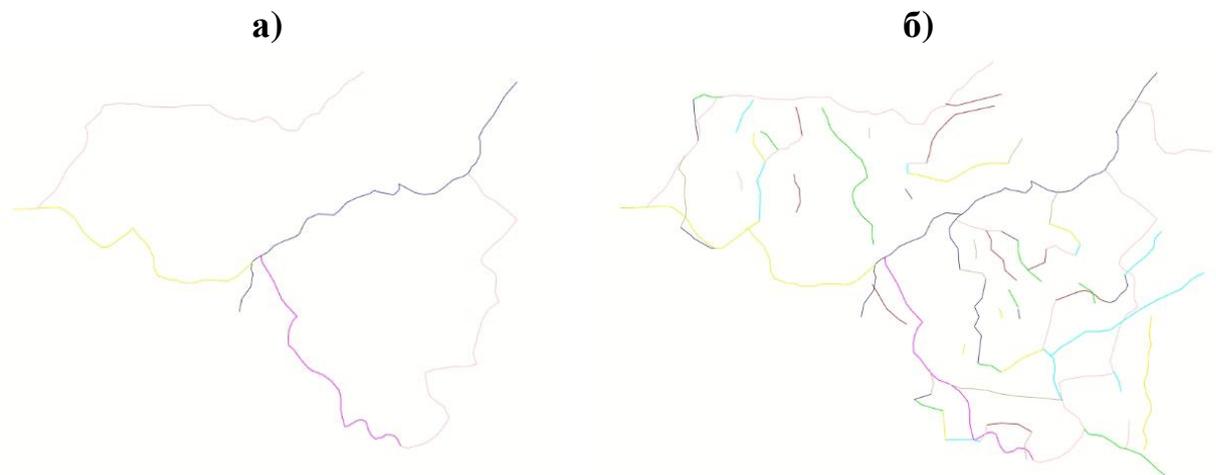


Рисунок 2.1 – Разломная модель Новомостовского месторождения:

а) – предыдущая модель; б) – актуализированная модель

При стратиграфических построениях Тальникового месторождения поверхностей кровли пласта даниловской свиты, тюменской свиты ( $Ю_2$ ,  $Ю_{3-4}$ ,  $Ю_5$ ), доюрского комплекса учтены новые данные сейсмогеологической модели, которые включали в себя уточнённые границы залежей, контуров выклинивания отложений на доюрский комплекс пород и замещения пород-коллекторов непроницаемыми глинистыми разностями. В результате получены обновленные структурные поверхности. Ниже приведены профили, постоянные по линии АА', по которым видны явные изменения структурного каркаса (Рисунки 2.2-2.3).

С учетом новых сейсмических данных МОГТ 3D на Тальниковой площади выделены тектонические нарушения дизъюнктивного характера. В связи с этим актуализирована разломная модель (Рисунок 2.4), которая учитывает новые, осложняющие строение, разрывные нарушения.

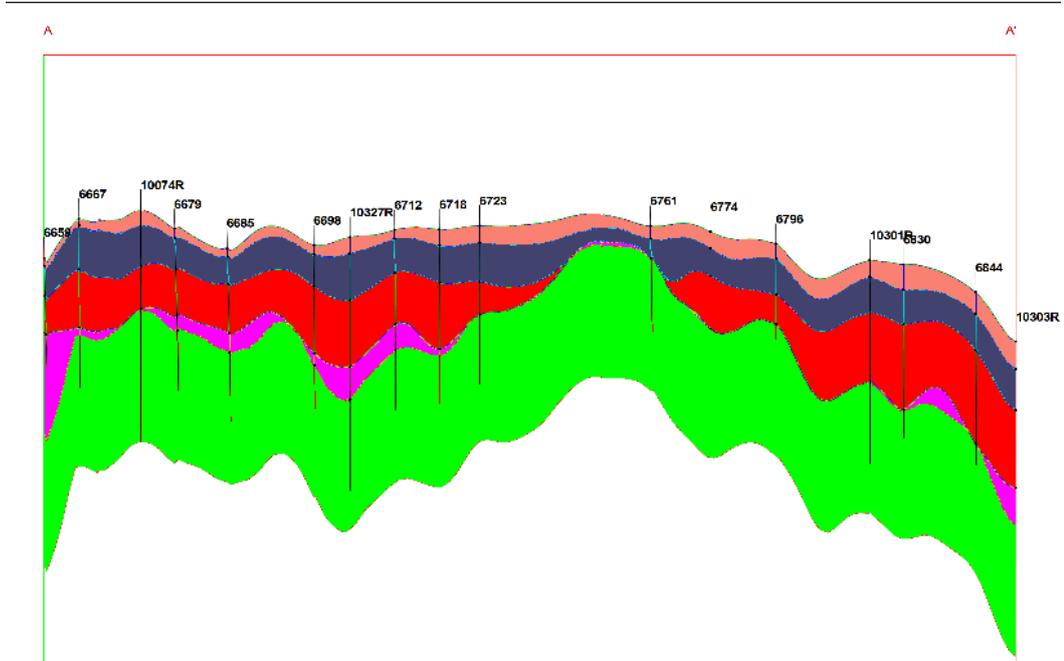


Рисунок 2.2 – Разрез по линии AA' Тальникового месторождения.

Модель 2014 года

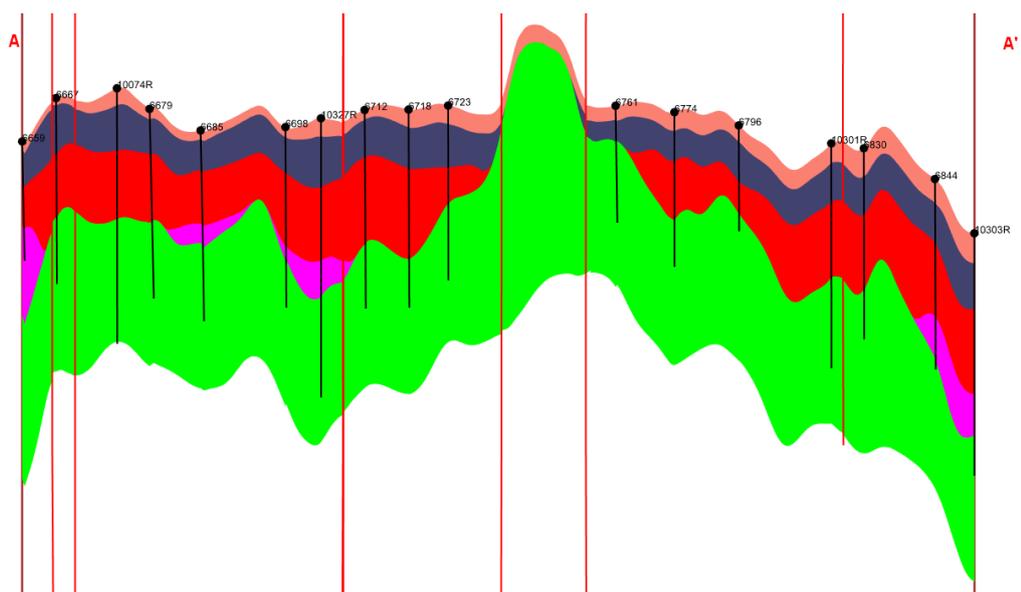


Рисунок 2.3 – Разрез по линии AA' Тальникового месторождения.

Актуализированная модель

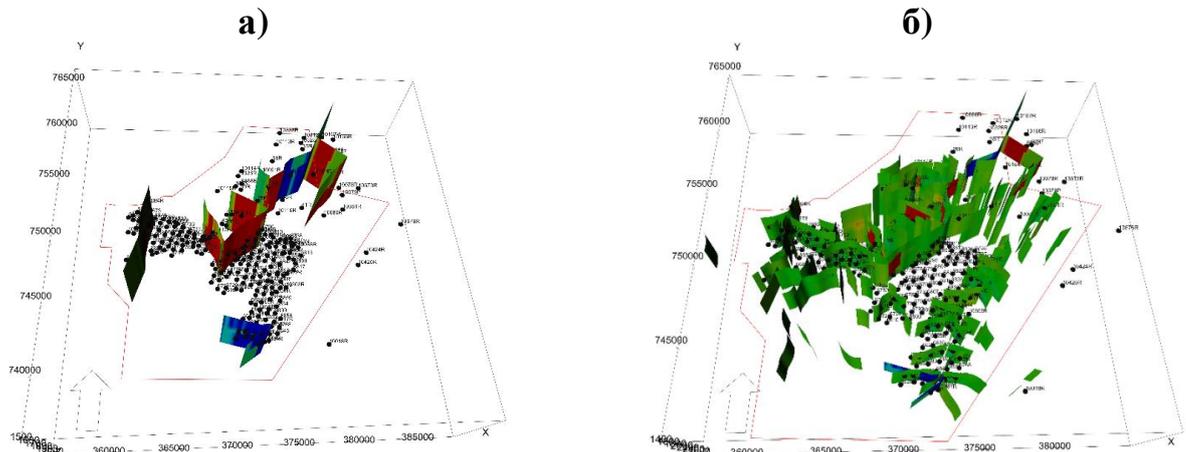


Рисунок 2.4 – Разломная модель Тальникового месторождения:

а) – предыдущая модель; б) – актуализированная модель

При стратиграфических построениях поверхностей кровли пласта абалакской свиты ( $Ю_1$ ), тюменской свиты ( $Ю_{2-3}$ ,  $Ю_4$ ,  $Ю_{5-6}$ ), доюрского комплекса (КВ) Потанай-Картопьянского месторождения учтены данные локальной сейсмогеологической модели юго-восточной части. Ниже приведены профили, постоянные по линии Fence-Fence', Fence\_1-Fence\_1', по которым видно изменение структурного каркаса (Рисунки 2.5-2.6).

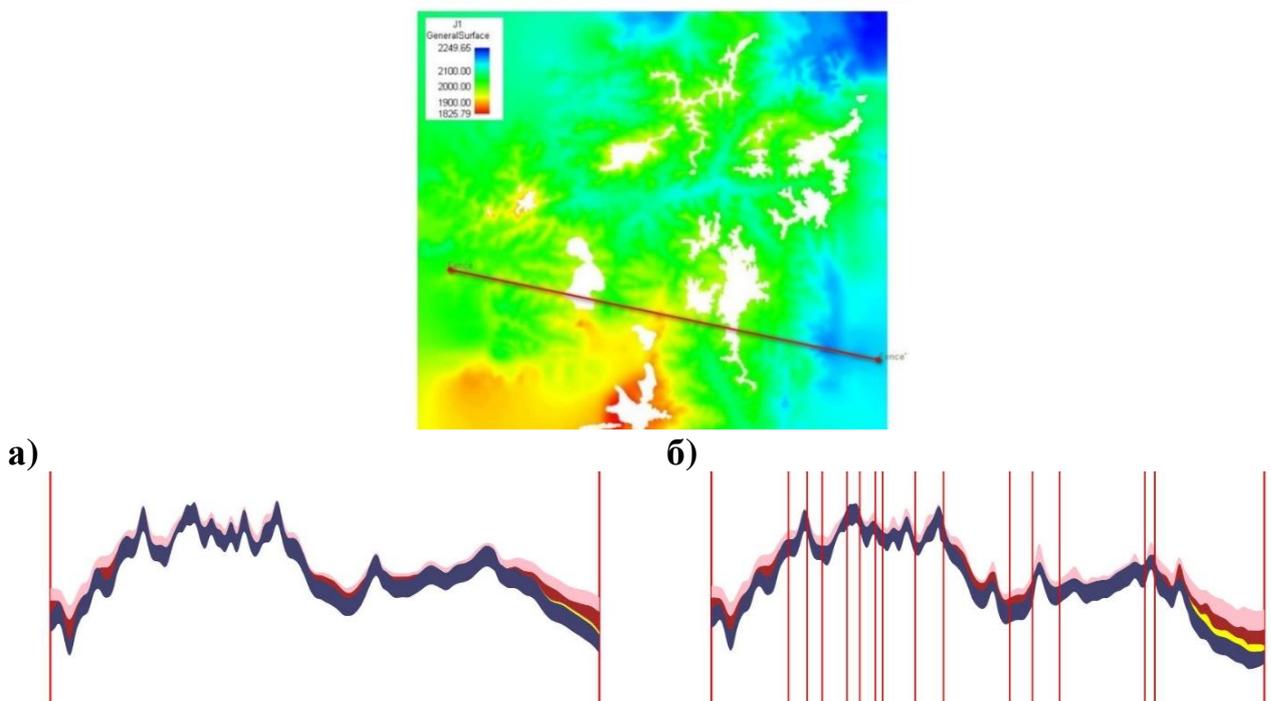


Рисунок 2.5 – Профиль горизонтов  $Ю_1$  – ДЮК по линии Fence:

а) – предыдущая модель; б) – актуализированная модель

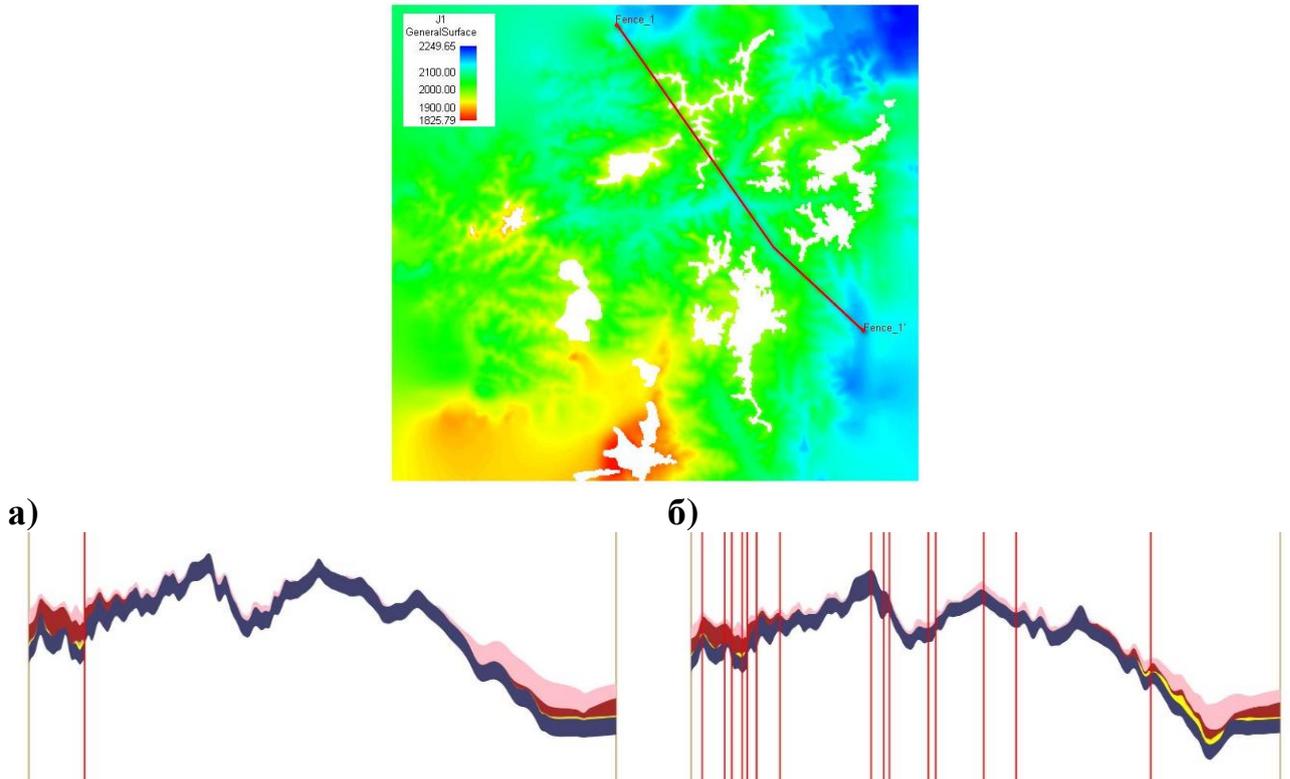


Рисунок 2.6 – Профиль горизонтов Ю<sub>1</sub> – ДЮК по линии Fence\_1:

а) – предыдущая модель; б) – актуализированная модель

С учётом новых данных по результатам сейсмической разведки на Потанай-Картопьянском участке выделены тектонические нарушения дизъюнктивного характера. В связи с этим актуализирована разломная модель (Рисунок 2.7), которая учитывает новые разрывные нарушения.

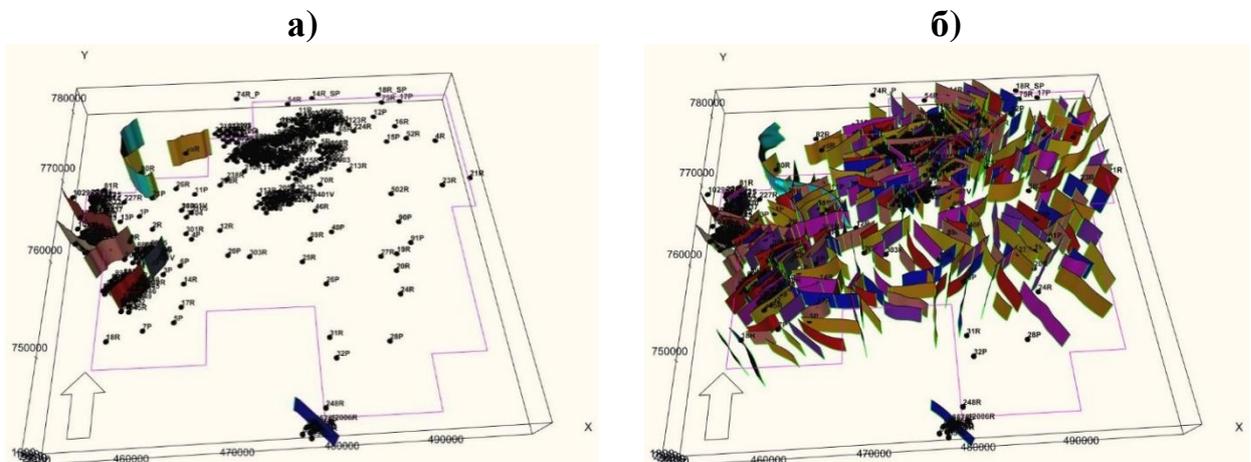


Рисунок 2.7 – Разломная модель Потанай-Картопьянского месторождения:

а) – предыдущая модель; б) – актуализированная модель

В строении структурной модели Лазаревского месторождения выделяются четыре поверхности, соответствующие кровлям пластов  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$ ,  $T_4$ . Поверхности строились методом наращивания мощностей сверху вниз при помощи расчета изохор. При структурном моделировании учтены такие особенности геологического строения месторождения, как зоны выклинивания, а также новые скважины.

В ходе проверки исходных данных незначительно изменены контуры зон выклинивания (Рисунок 2.8) в районе скважин № 3252 по пласту  $T_2$  и № 3395 по пласту  $T_3$ . Вследствие добавления новых кустов №№ 14, 17 значительно изменилось распределение толщин (Рисунок 2.9).

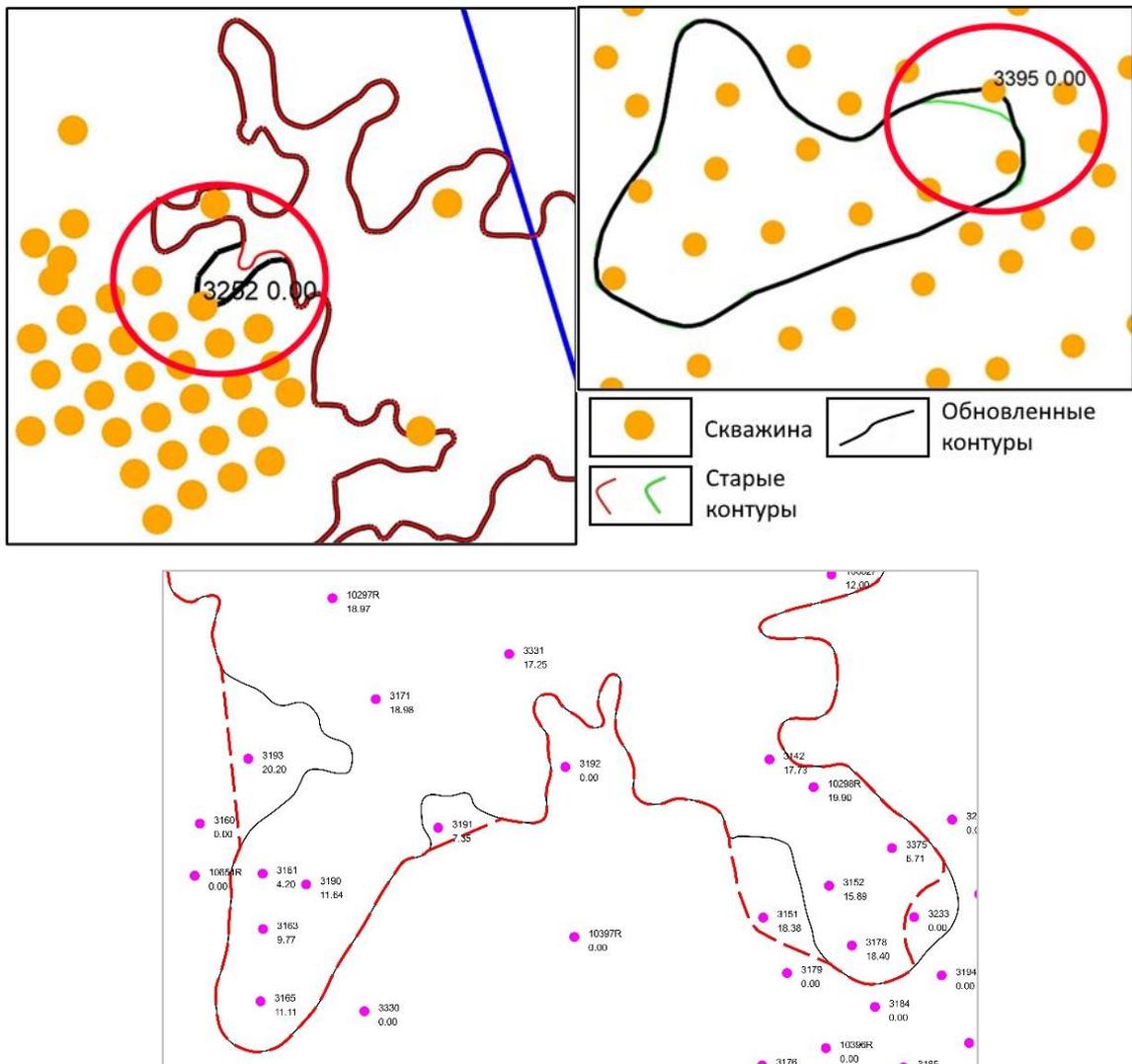


Рисунок 2.8 – Область изменения контура выклинивания  
(Лазаревское месторождение)

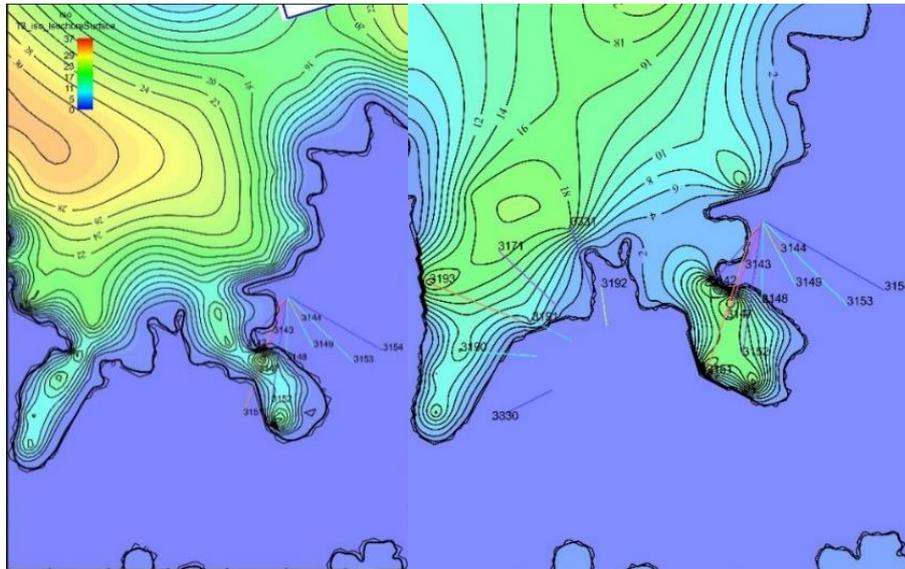


Рисунок 2.9 – Изменение общих толщин пласта  $T_2$   
(Лазаревское месторождение)

Трехмерная модель Толумского месторождения включает в себя четыре пласта  $\Pi_0$ ,  $\Pi_1$ ,  $T$ ,  $KV$  и шесть залежей: Восточную, Северную, Южную, Западную, Северо-Западную, Малую. В построении геологической модели участвовало 497 скважин, при актуализации добавлены 8 скважин, из которых 5 – новых пробуренных и 3 – неучтённых в прошлой модели.

В строении структурной модели Толумского месторождения выделено пять поверхностей, которым соответствуют: кровля пласта  $\Pi_0$  ( $top\_P_0$ ), кровля пласта  $\Pi_1$  ( $top\_P_1$ ), кровля пласта  $T$  ( $top\_T$ ), кровля пласта  $KV$  ( $top\_KV$ ), подошва пласта ( $bot\_KV$ ).

Разделение пласта  $\Pi$  из старой модели на  $\Pi_0$  и  $\Pi_1$  проведено вследствие выделения в разрезе Толумского месторождения в верхней части абалакской свиты (в старой модели пласт  $\Pi$ , теперь  $\Pi_1$ ) мулымьинской свиты ( $\Pi_0$ ). Разделение пласта  $\Pi$  на  $\Pi_0$  и  $\Pi_1$  произведено по данным сейсморазведочных работ, анализу керна и электрофаций В. С. Муромцева.

В результате интерпретации новых сейсмических данных изменены контуры зон выклинивания (Рисунки 2.10-2.11) коллекторов пласта  $\Pi$  ( $\Pi_0$  и  $\Pi_1$  в новой модели) и  $T$ .



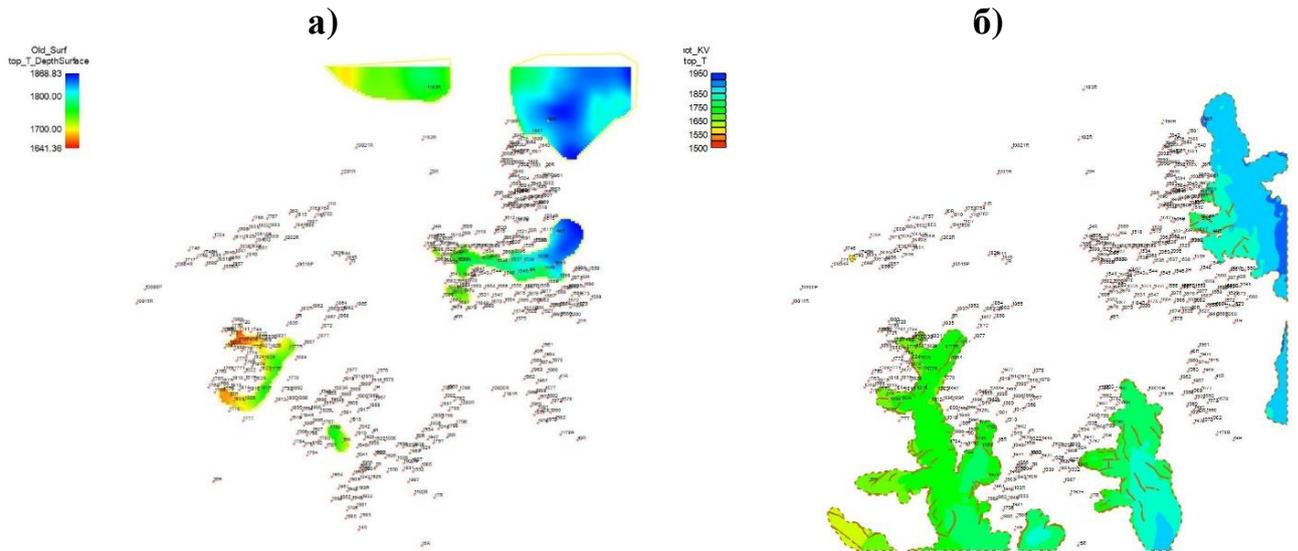


Рисунок 2.11 – Изменение контуров залежи пласта Т:

а) – предыдущая модель; б) – актуализированная модель

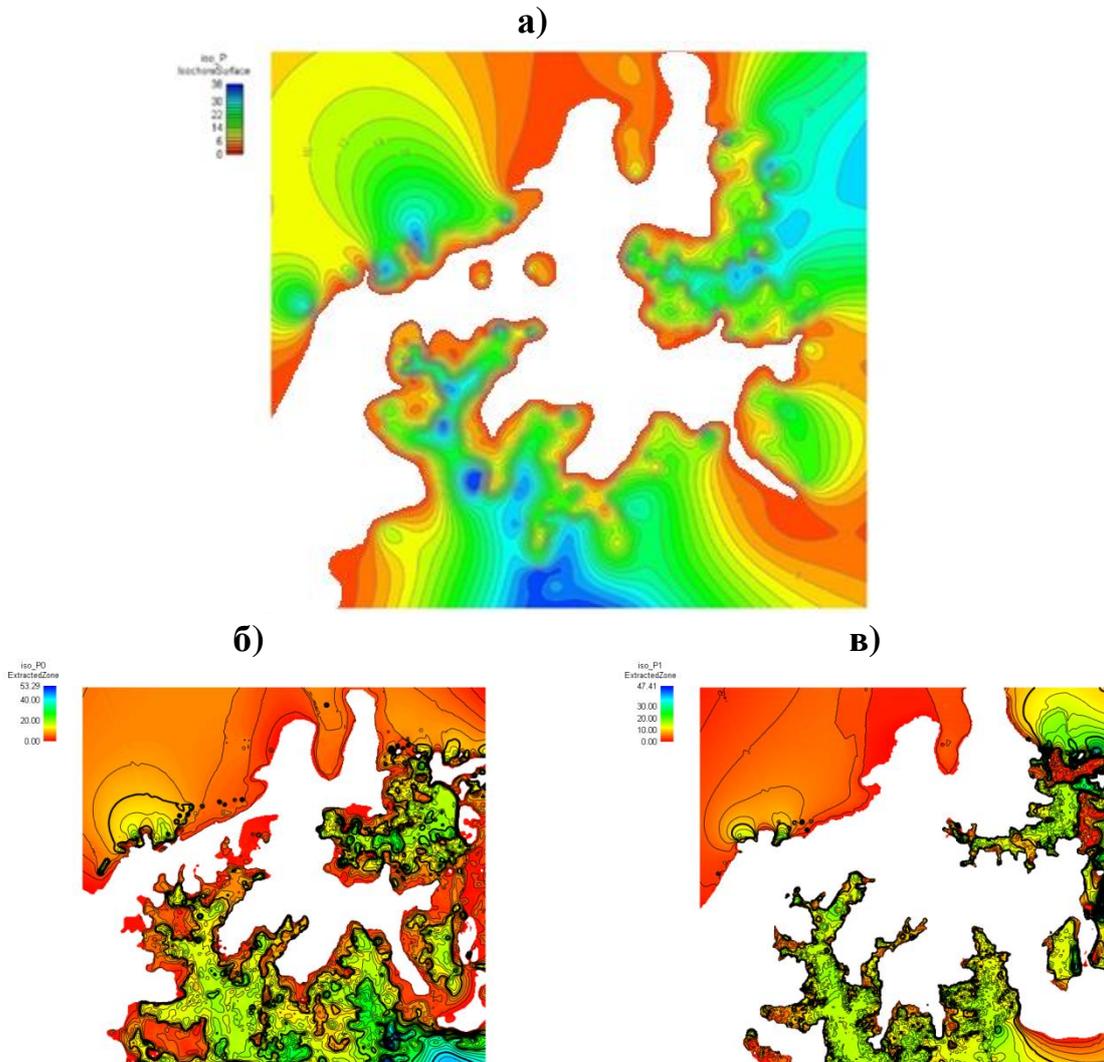


Рисунок 2.12 – Изменение общих толщин пласта П:

а) – пласт П; б) – пласт  $P_0$ ; в) – пласт  $P_1$

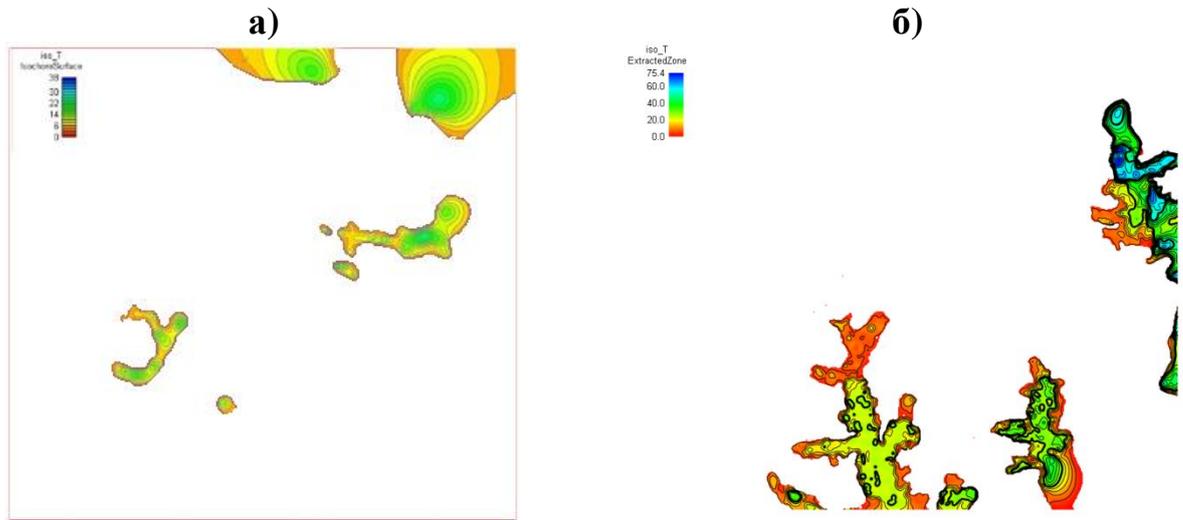


Рисунок 2.13 – Изменение общих толщин пласта Т:

а) – предыдущая модель; б) – актуализированная модель

Также в геологическую модель добавлены новые тектонические нарушения, которые контролируют уровень ВНК. Разломная модель подвергалась перестроению (Рисунок 2.14).

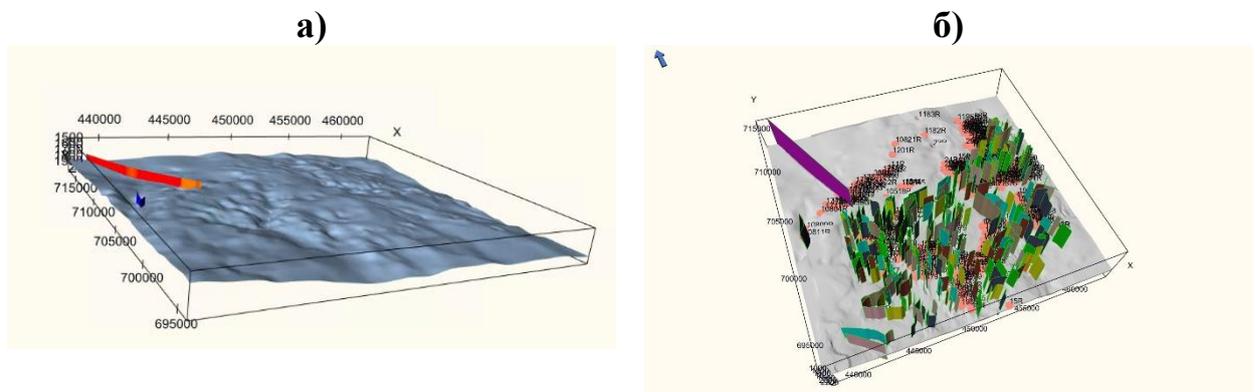


Рисунок 2.14 – Разломная модель Толумского месторождения:

а) – предыдущая модель; б) – актуализированная модель

По результатам проделанных работ получены новые представления о геологическом строении месторождений: Обновлены структурные каркасы, разломные модели и литологическое строение пластов Шаимского нефтегазоносного района. Все месторождения относятся к типу сложных или очень сложных в связи с изменчивостью толщин продуктивных отложений, резкой

изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств, а также наличием тектонических нарушений, зон выклинивания и замещения.

На основе полученных структурных моделей строится объемная модель с учетом скважинных данных, включающая объемное распределение основных геолого-геофизических параметров: пористость, проницаемость, нефтенасыщенность. По результатам построенных моделей производится подсчет запасов углеводородов.

В качестве входных данных для построения куба используются осредненные скважинные данные, вариограммы и тренды. Значения пористости ограничивалось в коллекторе минимальным и максимальным значением, полученным по результатам интерпретации ГИС, в неколекторе задавалось значением 0 (Рисунок 2.15). Проницаемость пересчитывается из куба пористости по зависимостям  $K_{пр} = f(K_{п})$ .

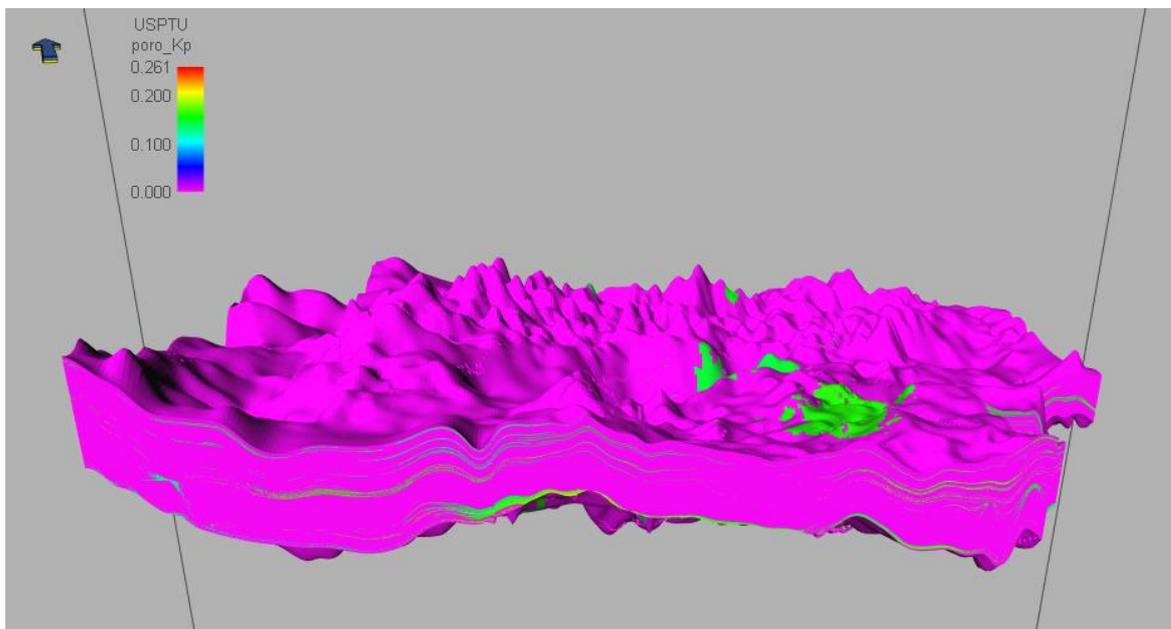


Рисунок 2.15 – Визуализация куба пористости Ловинского месторождения

Входными данными для построения куба нефтенасыщенности являются осредненные скважинные данные, трендовые карты распределения нефтенасыщенности. Значения насыщенности ограничивались по коллектору

минимальными и максимальными значениями, полученными по результатам РИГИС, в зоне ниже ВНК задаются равными 0.

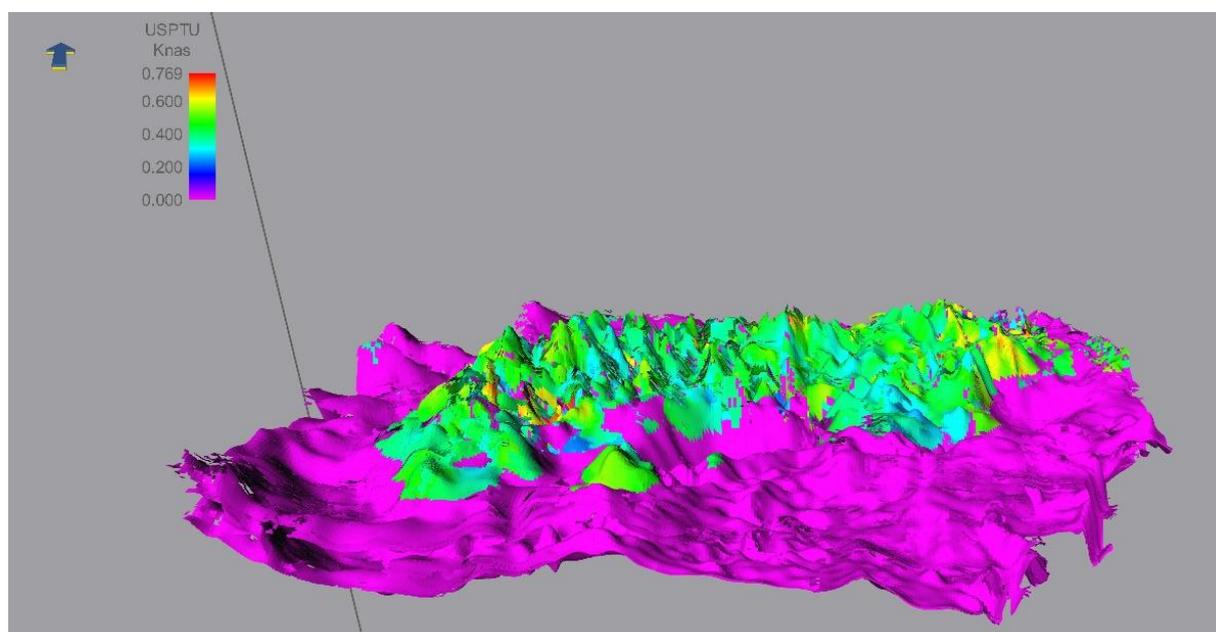


Рисунок 2.16 – Визуализация куба нефтенасыщенности  
Ловинского месторождения

Подсчет запасов углеводородов производится с использованием кубов общего объема ячеек коллекторов, коэффициента пористости, коэффициента нефтенасыщенности и куба литологии с учетом коэффициентов усадки и плотности нефти.

Актуализированная трехмерная геологическая модель служит основой для построения гидродинамической модели, а также для разработки рекомендаций, направленных на повышение эффективности выработки запасов нефти.

### 2.1.2 Гидродинамическое моделирование

Исходными данными для гидродинамических моделей служат обновлённые геологические модели, а также новые промысловые данные: добыча и закачка по скважинам, пластовые давления, перфорации и геолого-технические мероприятия.

Для моделирования использовались двухфазные модели фильтрации, в которых рассматриваются два фильтрующихся флюида: вода, нефть – без учета их реального компонентного состава (black oil model) на всех месторождениях, кроме Тальникового, на котором использовалась трёхфазная фильтрация в связи с наличием газовой шапки. Относительные фазовые проницаемости брались по принятым в проектных документах.

Начальное состояние объекта разработки задавалось с использованием опции равновесной инициализации. При этом для сохранения поля нефтенасыщенности, полученного в геологической модели, вводилось начальное водораспределение и масштабировались кривые капиллярного давления в системе нефть-вода таким образом, чтобы это распределение воды в начальном решении получилось уравновешенным.

В качестве граничных условий в расчетной области зон выклинивания задавалось условие второго рода (непроницаемая граница), в других случаях – условие первого рода. Постоянное давление жидкости достигалось путем подключения аналитического водоносного горизонта Картера-Трэйси по глубине в зависимости от ВНК, обладающего средними характеристиками пластов и находящегося в начальном гидродинамическом равновесии с моделью. Для воспроизведения истории разработки объекта граничные условия на добывающих (нагнетательных) скважинах задавались дебитом (приёмистостью) по сумме фаз в пластовых условиях.

Адаптация модели заключалась в достижении схождения фактических и расчетных данных по нефти и жидкости по каждой скважине. В результате получены карты остаточных подвижных запасов по каждому месторождению.

## **2.2 Основные причины образования зон остаточных запасов нефти**

Несмотря на особенности геологического строения месторождений, выделяются общие тенденции выработки углеводородов и образования зон

остаточных запасов (Рисунки 2.17-2.18). Основными причинами являются: сложное геологическое строение, а именно – сложная фациальная обстановка, наличие тектонических нарушений, выклинивание на доюрский комплекс пород, замещение коллектора непроницаемыми породами.

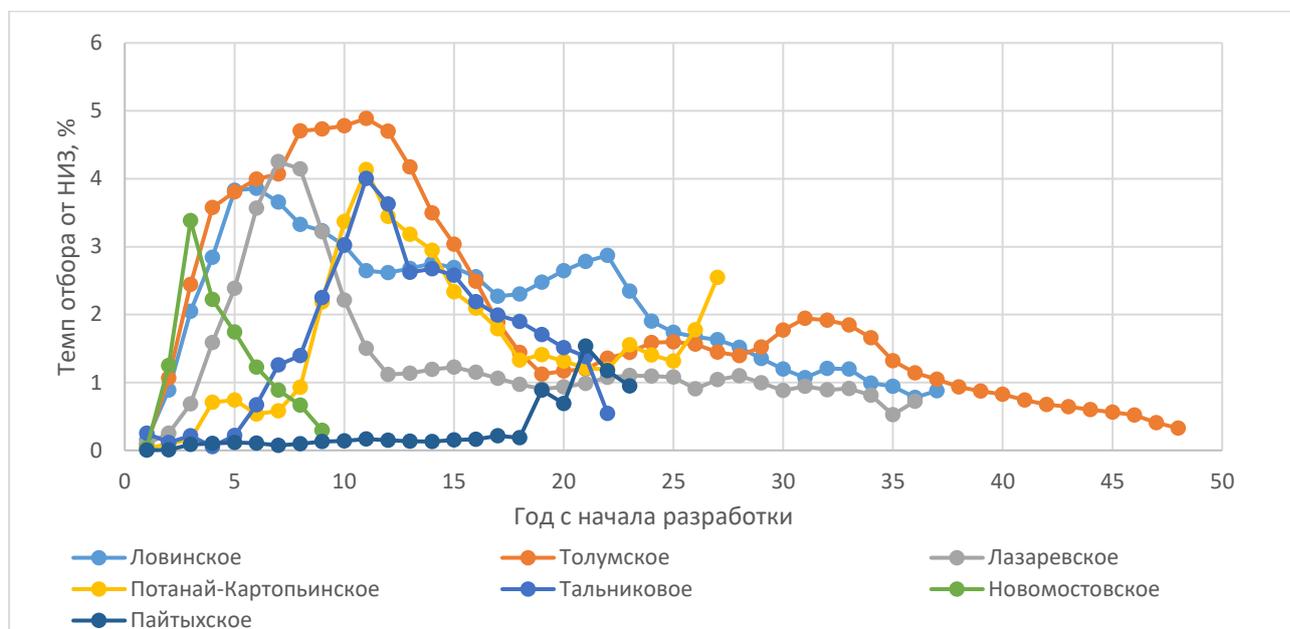


Рисунок 2.17 – Динамика темпов отбора нефти в зависимости от года с начала разработки

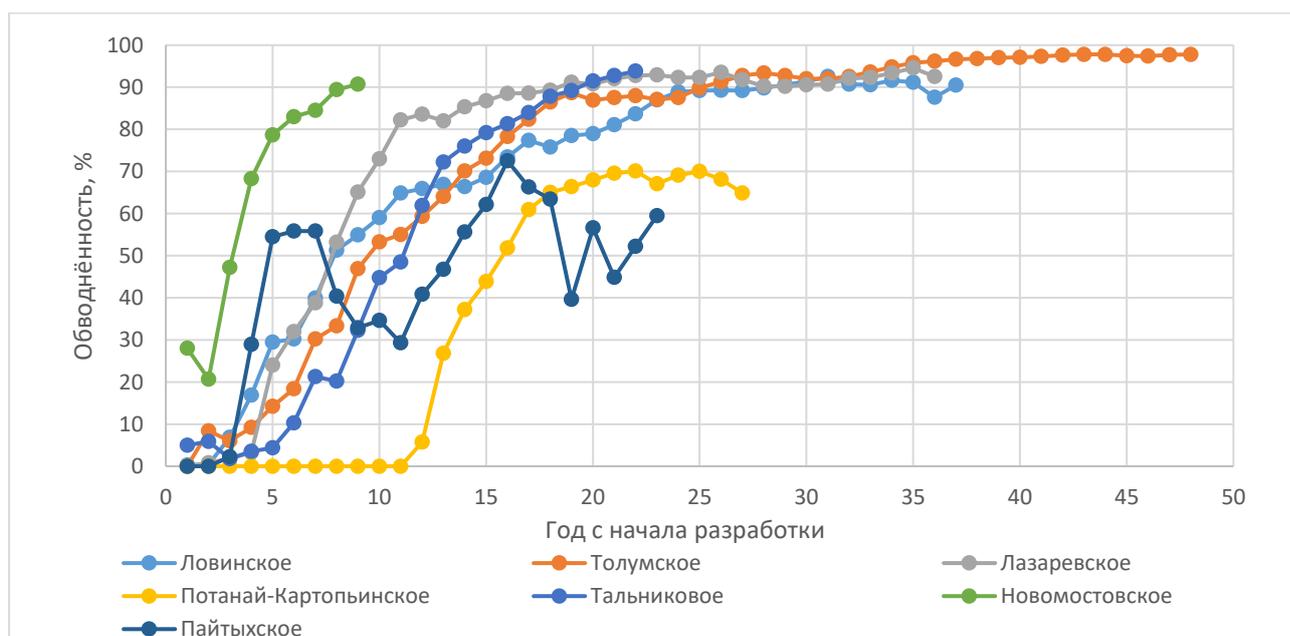


Рисунок 2.18 – Динамика обводненности в зависимости от года с начала разработки

Помимо этого, можно выделить и технологические причины, которые связаны с неполным объёмом информации о геологическом строении пласта в период планирования его разработки. Ещё одним немаловажным фактором, влияющим на образование остаточных извлекаемых запасов, являются свойства пластовых флюидов [48, 81].

Исходя из этого, все названные причины можно объединить в две большие группы – геологические (первичные) и технологические (вторичные). Помимо этого, группу первичных причин можно разделить на две подгруппы, непосредственно связанные с геологическим строением пласта – конседиментационные и постседиментационные, а также подгруппу физико-химических свойств флюидов (Рисунок 2.19).

В подгруппу конседиментационных причин можно объединить все геологические предпосылки формирования зон остаточных запасов, которые связаны с процессом образования ловушки или залежи. В качестве примера здесь можно выделить различные литофациальные зоны [2], тип коллектора и прочее.

В свою очередь к постседиментационным причинам относятся все процессы, которые связаны с вторичным изменением уже сформировавшейся ловушки или залежи. Например, наличие тектонических нарушений, нарушающих первоначальное строение залежи.

К подгруппе свойств флюидов можно отнести высокое отношение вязкости нефти и воды, их состав, а также минерализацию пластовых вод.

К технологическим причинам относятся те факторы, которые связаны непосредственно с разработкой залежи, а именно – система разработки, режимы работы скважин, текущее пластовое давление, начальное и текущее забойное давление, форсированный отбор и другие [14, 26, 27].

Таким образом, при проектировании разработки месторождений необходимо учитывать названные выше факторы, особенно геологические, поскольку при неправильно подобранной системе разработки, режимах работы залежи возможен переход остаточных запасов, связанных с геологическими факторами в остаточные запасы, образованные по технологическим причинам.

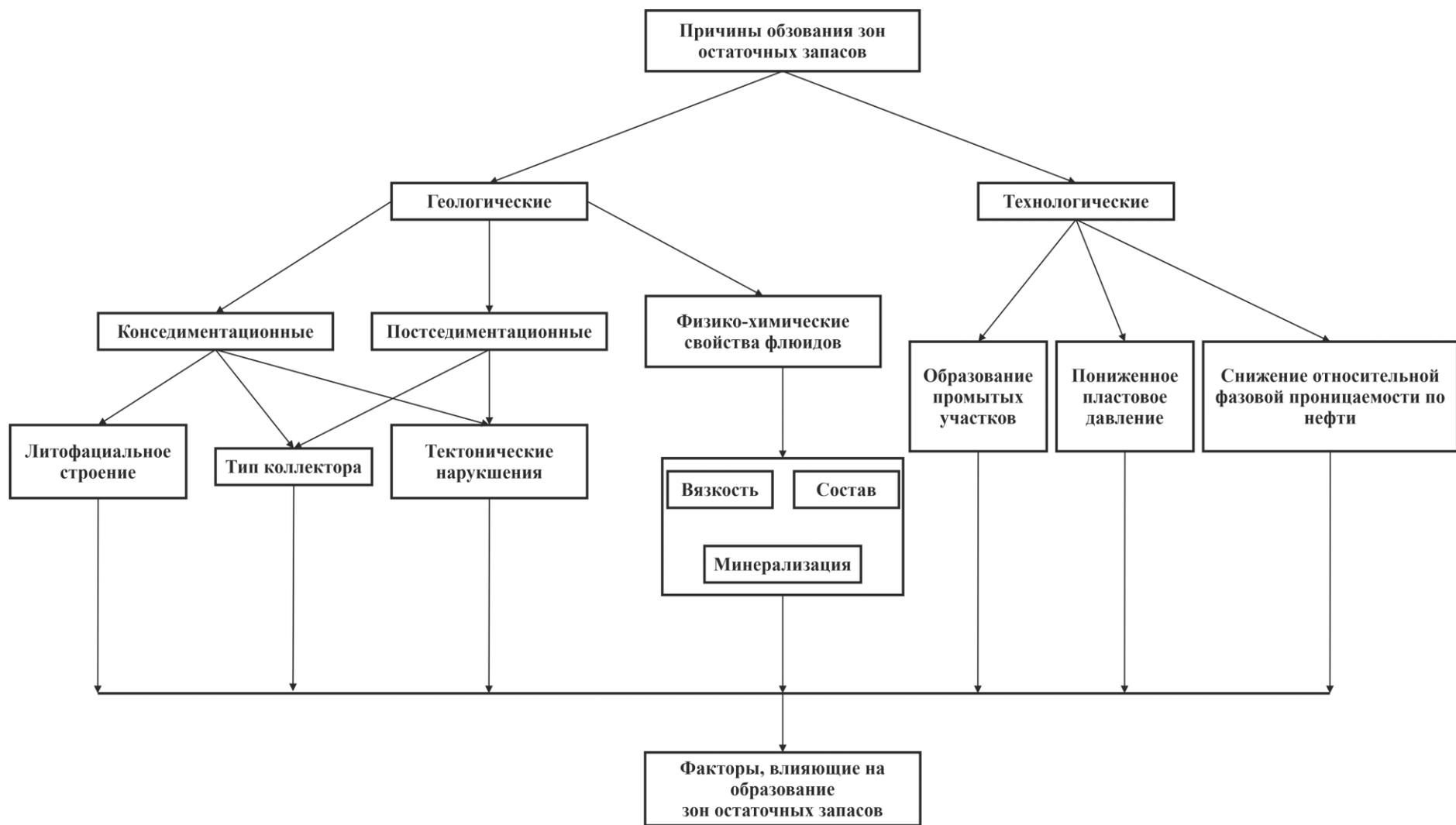
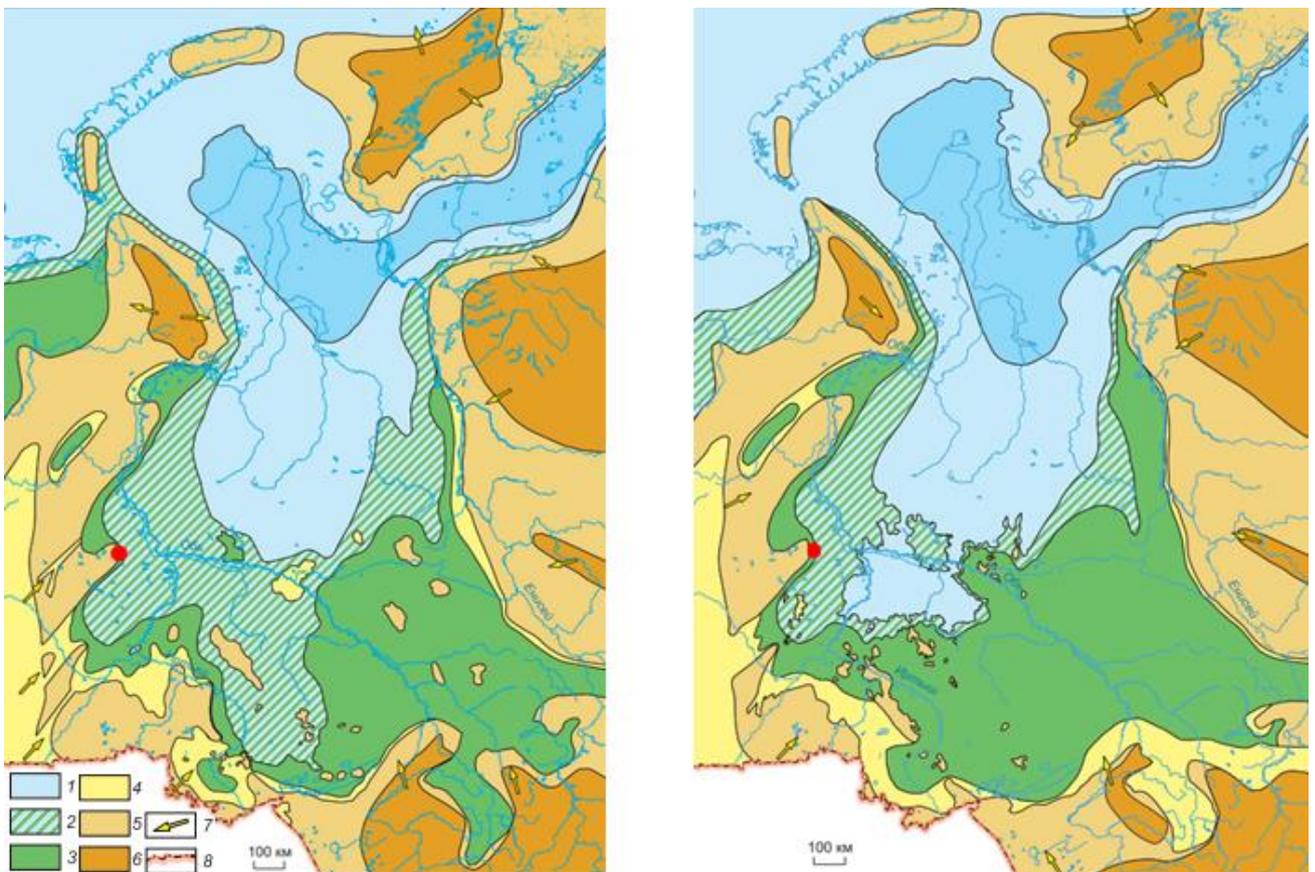


Рисунок 2.19 – Основные факторы, влияющие на образование зон остаточных запасов

### 2.3 Влияние фациального строения на выработку запасов нефти

Согласно атласу литолого-палеогеографических карт Западной Сибири, представленному на Рисунке 2.20, формирование отложений средней юры на границе байосс-батского ярусов ( $J_{2b-bt}$ ), происходило в областях низменной аккумулятивной равнины и равнины, временами заливаемой морем. Кроме того, наблюдается постепенная, но неравномерная трансгрессия моря от байосса к бату, что отчетливо прослеживается для объекта исследования.



- 1 – море мелкое, глубиной менее 25 м; 2 – равнина прибрежная, временами заливаемая морем (осадки пойменные, озерно-болотные, русловые, дельтовые, береговых баров, пляжевые);  
 3 – равнина низменная, аккумулятивная (осадки русел, пойм, озер и др.);  
 4 – равнина денудационно-аккумулятивная; 5 – равнина возвышенная (денудационная суша),  
 6 – горы низкие; 7 – главные направления сноса обломочного материала;  
 8 – государственная граница; красная точка – расположение месторождения.

Рисунок 2.20 – Палеогеографическая схема Западной Сибири, байосский ярус (слева), батский ярус (справа) [35]

По данным описания керна, тюменская свита представлена осадочными терригенными отложениями: песчаником (разнозернистым), аргиллитом, алевролитом. По составу – кварц-полевошпатовые, слюдистые, глинистые, углистые. Встречены прослойки древесного черного и каменного углей [19, 20].

По керну описано наличие следующих минералов-индикаторов: глауконит (пласт  $T_1$ ), сидерит и пирит, что свидетельствует о морской обстановке осадконакопления.

Обнаружено повсеместное обилие флоры (углефицированный растительный детрит, обуглившиеся древесные остатки) и морская фауна в пласте  $T_1$  (мелкие ростры белемнитов, раковины брахиопод, отпечатки раковин моллюсков).

Окраска терригенных пород толщи в основном серая, темно-серая, до черного, встречаются породы буроватого цвета, реже – зеленоватых оттенков.

Что касается структурных особенностей, то сортировка пород изменчива от плохой до хорошей, также, как и размеры, форма, окатанность.

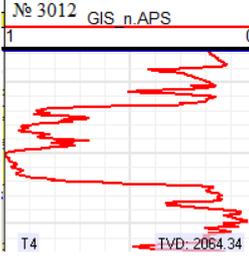
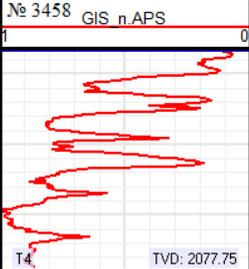
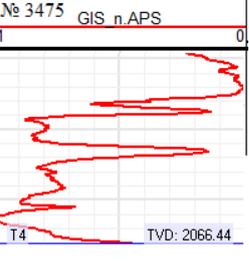
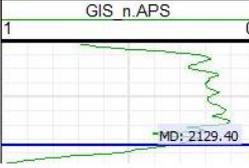
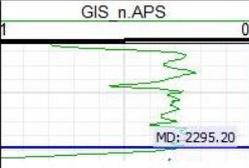
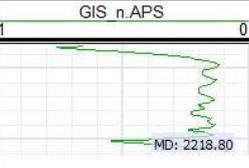
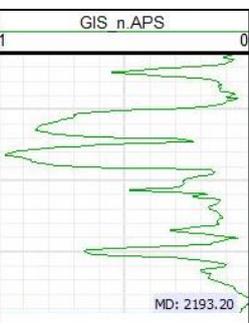
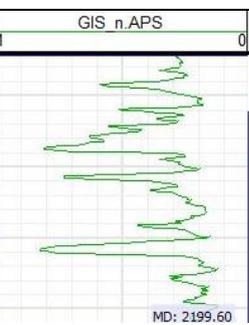
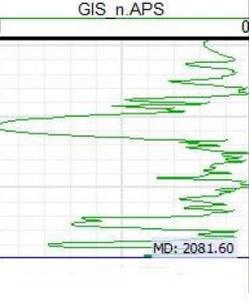
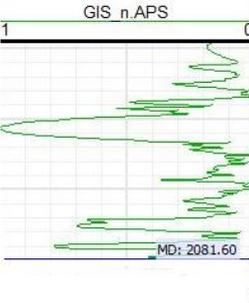
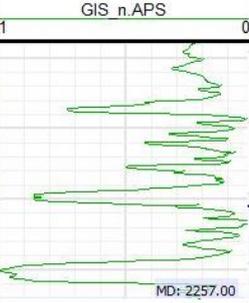
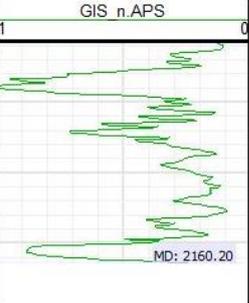
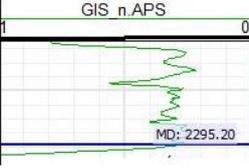
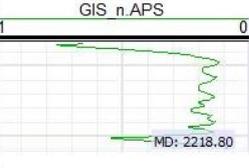
По текстурному анализу выявлены косой, волнистый, линзовидный, редко – горизонтальный типы слоистости.

В ходе изучения кривых  $\alpha$ ПС в пределах объекта исследования установлены фации речных русел, береговых валов, песков разливов, стариц и временных заливаемых участков. Основные электрометрические модели фаций, выделенные по данным  $\alpha$ ПС, представлены в Таблице 2.3.

На основе полученных кривых  $\alpha$ ПС построены карты по средним и максимальным значениям  $\alpha$ ПС. Данные карты сопоставлялись с картами эффективных толщин и коэффициента песчаности.

В целом, по продуктивным отложениям тюменского возраста наблюдаются зоны повышенных значений  $\alpha$ ПС, коэффициента песчаности и эффективных толщин, что свидетельствует о наличии вытянутых песчаных аккумулятивных тел.

Таблица 2.3 – Электрометрические модели фаций продуктивных пластов месторождения

Электрометрические модели фаций (различные скважины)			Фация
 <p>№ 3012 GIS n.APS T4 TVD: 2064.34</p>	 <p>№ 3458 GIS n.APS T4 TVD: 2077.75</p>	 <p>№ 3475 GIS n.APS T4 TVD: 2066.44</p>	Речных русел (каналов)
 <p>GIS n.APS MD: 2129.40</p>	 <p>GIS n.APS MD: 2295.20</p>	 <p>GIS n.APS MD: 2218.80</p>	Стариц
 <p>GIS n.APS MD: 2160.20</p>	 <p>GIS n.APS MD: 2193.20</p>	 <p>GIS n.APS MD: 2199.60</p>	Береговых валов
 <p>GIS n.APS MD: 2081.60</p>	 <p>GIS n.APS MD: 2257.00</p>	 <p>GIS n.APS MD: 2160.20</p>	Песков разливов
 <p>GIS n.APS MD: 2081.60</p>	 <p>GIS n.APS MD: 2257.00</p>	 <p>GIS n.APS MD: 2160.20</p>	Дельты
 <p>GIS n.APS MD: 2129.40</p>	 <p>GIS n.APS MD: 2295.20</p>	 <p>GIS n.APS MD: 2218.80</p>	Лагун



субфациями. Здесь наибольший интерес представляют коллекторы, образованные отложениями баров-побочней (русловая субфация), песков пойменных разливов и береговыми валами (внерусловая). Однако они сильно неоднородны ввиду вертикальной и латеральной связанности коллекторов со слабопроницаемыми (пойменными) отложениями. Также на качество коллектора влияет, в данном случае, зрелость пояса меандрирования – чем он более зрелый, тем песчаные разрезы кос будут соединяться с песчаным аллювием, образуя единый коллектор [95, 99, 109].

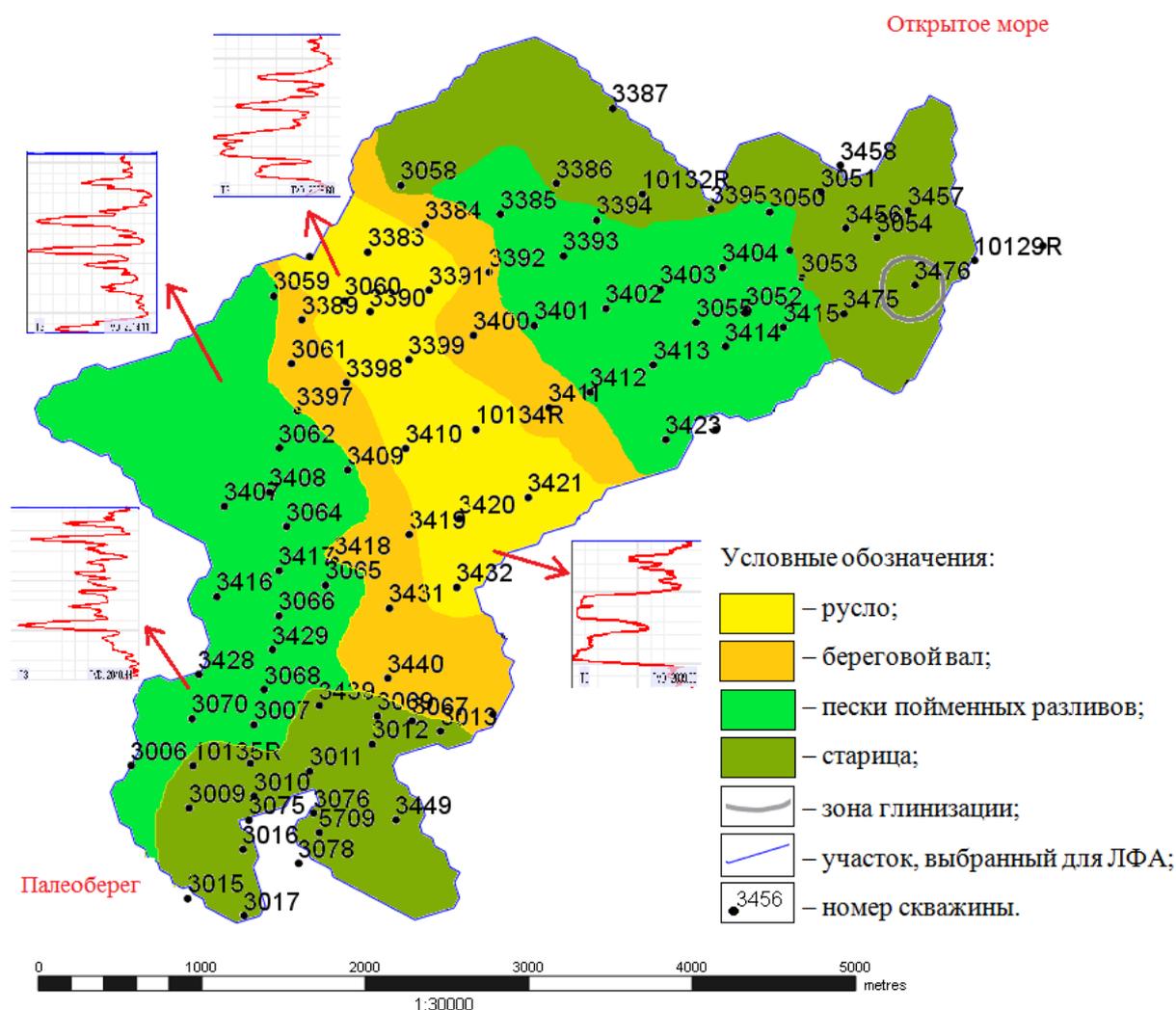


Рисунок 2.22 – Карта-схема формирования среднеюрских отложений продуктивного пласта  $T_2$

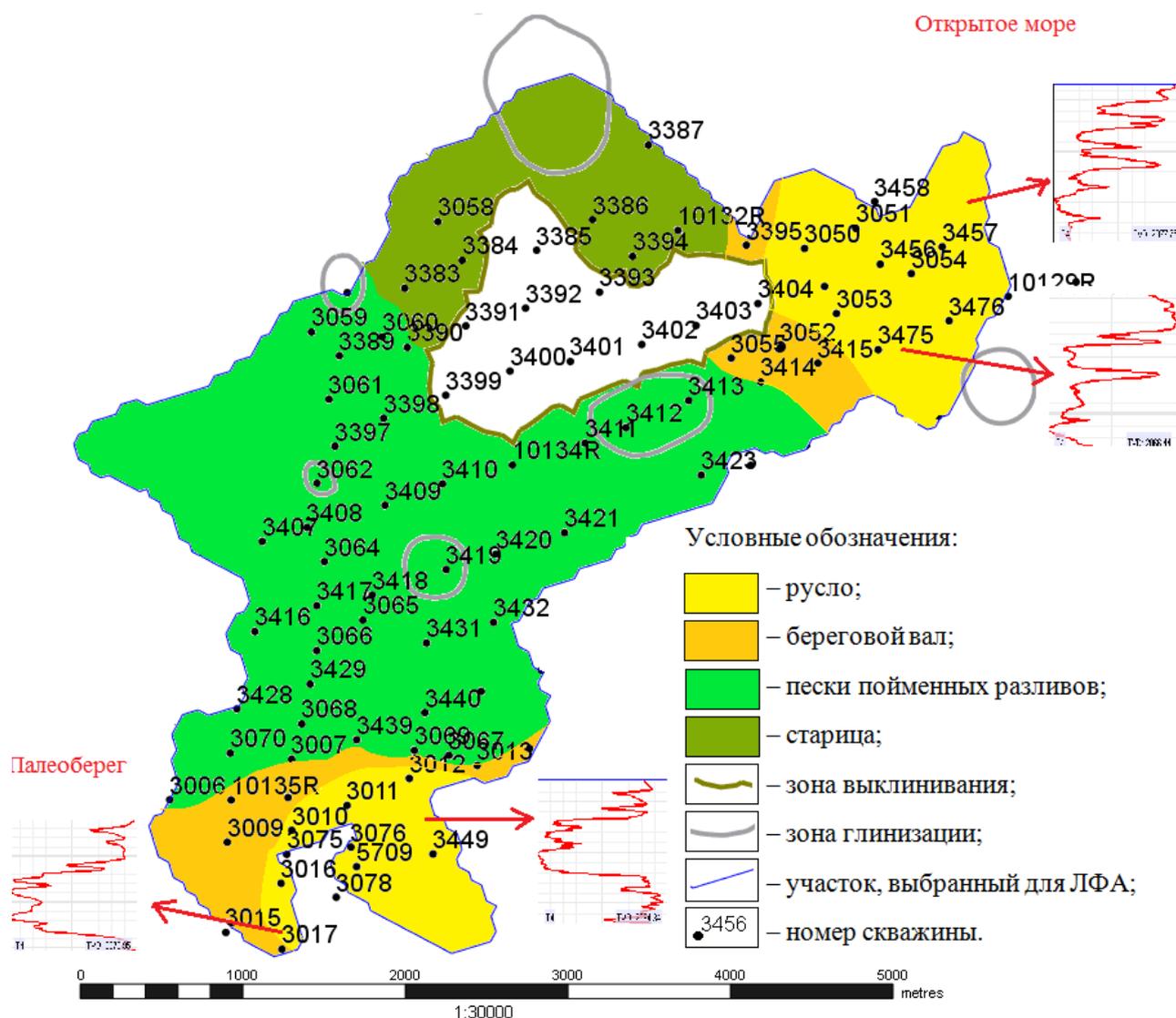


Рисунок 2.23 – Карта-схема формирования среднеюрских отложений продуктивного пласта  $T_3$

В целом, по месторождению на текущий момент из пластов отобрано 49,41 % запасов нефти от начальных извлекаемых. Текущий КИН – 0,136 д.ед. Текущая обводненность составляет 92,4 %.

Степень выработки запасов пласта  $T_1$  составляет 35 %, текущий КИН – 0,093 д. ед. при проектном 0,267 д. ед., текущая обводненность продукции 73,4 %. Средний текущий дебит нефти по скважинам составляет 1,94 т/сут, жидкости – 14,44 т/сут.

Из пласта  $T_2$  в настоящее время отобрано 61,2 % от начальных извлекаемых запасов, текущий КИН – 0,173 д. ед. при проектном 0,289 д. ед., текущая

обводненность продукции 85,6 %. Средний текущий дебит нефти составляет 47 т/сут, жидкости – 95 т/сут.

Степень выработки запасов пласта Т<sub>3</sub> с начала разработки составляет 65 %, текущий КИН – 0,127 д. ед. при проектном – 0,197 д. ед., текущая обводненность продукции 93,3 %. Средний текущий дебит нефти по скважинам составил 2,34 т/сут, жидкости – 76,51 т/сут.

Рассматриваемый объект характеризуется значительной фациальной неоднородностью. В пределах площади каждого из трех продуктивных пластов Т<sub>1</sub>, Т<sub>2</sub> и Т<sub>3</sub> выделяются относительно высокопродуктивные зоны, приуроченные к узким рукавообразным русловым отложениям.

По продуктивным пластам Т<sub>2</sub> и Т<sub>3</sub> русловые отложения незначительно меняют направления распространения в процессе меандрирования, что говорит о наличии сложившегося направления течения реки в период осадконакопления пластов. Основная же часть площади представлена низкопродуктивными высокорасчлененными прерывистыми внерусловыми отложениями пойменного типа. Выделенные фациальные зоны существенно различаются по ФЕС и продуктивности скважин, сравнение их средневзвешенных характеристик приведено в Таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Сравнение средневзвешенных характеристик разных зон пластов Т<sub>1-3</sub>

Пласт	Зона	Кпор, д. ед.	Кпр, · 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Кнн, д. ед.
Т <sub>1</sub>	пески пойменных разливов	0,199	116,582	0,646
	прибрежно-морская	0,171	15,033	0,531
Т <sub>2</sub>	русловые	0,204	194,441	0,658
	внерусловые	0,178	31,297	0,545
Т <sub>3</sub>	русловые	0,178	171,445	0,482
	внерусловые	0,154	16,565	0,457

Так в русловых отложениях пористость в среднем составляет 0,193 д.ед., проницаемость 167,2 x 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, в междрусловых 0,171 д.ед. и 22,1 x 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>

соответственно, краткая геолого-физическая характеристика объекта представлена ниже в Таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Краткая геолого-физическая характеристика пластов Т<sub>1-3</sub>

Показатели	пласт Т <sub>1</sub>	пласт Т <sub>2</sub>	пласт Т <sub>3</sub>
Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м	2,3	3,2	2,8
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	23,3	32,6	20,8
Коэффициент пористости, д. ед.	0,182	0,185	0,158
Коэффициент песчанистости, д. ед.	0,13	0,22	0,31
Коэффициент начальной нефтенасыщенности, д. ед.	0,615	0,588	0,551
Расчлененность, ед.	3	6	4,2

Если рассматривать пласт Т<sub>1</sub>, разрабатывающийся самое продолжительное время на выбранном участке, то согласно Рисунку 2.24 остаточные запасы нефти, по сравнению с начальными, вырабатываются равномерно, за исключением северной и южной частей участка. Это обусловлено фациальной неоднородностью пласта, в частности низкими показателями проницаемости (в среднем 45 x 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>).

Как уже упоминалось выше, пласт Т<sub>2</sub> обладает лучшими фильтрационными свойствами и добычными возможностями, в среднем показатель проницаемости составляет 45 x 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, пористости – 0,183 д. ед.

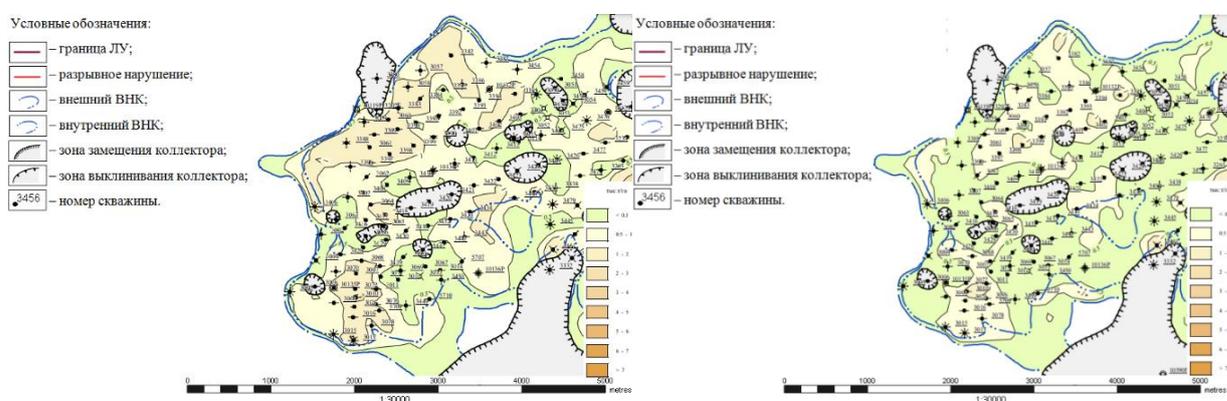


Рисунок 2.24 – Карта плотности начальных (слева) и текущих (справа) подвижных запасов нефти пласта Т<sub>1</sub>. Лазаревское месторождение, тыс. т/га

Анализируя начальные и остаточные запасы пласта  $T_2$  на начало 2020 г., приведенные на Рисунке 2.25, видно, что в области развития русловых фаций пласт хорошо вырабатывается, а в областях развития внерусловых фаций наблюдаются зоны остаточных запасов.

В западном блоке выделяются области с высокими показателями остаточных запасов: в районе скважин №№ 3062, 3390, 3391, 3397, 3398, 3399, где характерны высокие показатели обводненности (более 90 %). Они обусловлены высокими начальными подвижными запасами руслового канала. В южной, северной и восточной частях – сменой фаций с более низкими коллекторскими свойствами.



Рисунок 2.25 – Карта плотности начальных (слева) и текущих (справа) подвижных запасов нефти пласта  $T_2$ . Лазаревское месторождение, тыс. т/га

Также развитие русел выделено в пласте  $T_3$ , отличающемся наименьшей величиной запасов нефти. Монолитные относительно высокопроницаемые русловые отложения здесь развиты, в основном, в водонасыщенной части площади пласта. При совместном залегании с тонкослоистыми нефтенасыщенными песчаниками пластов  $T_1$  и  $T_2$ , отличающимися более низкими ФЕС, это значительно осложняет извлечение углеводородов, обуславливая опережающее поступление воды из более продуктивного пласта  $T_3$ . В нагнетательных скважинах возможен уход части закачиваемой воды в водонасыщенные высокопроницаемые интервалы пласта  $T_3$ .

Пласт  $T_3$  обладает худшими ФЕС из продуктивных пластов в разрезе месторождения. Средние показатели проницаемости составляют  $52 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>,

пористости – 0,167 д. ед. В залежах пласта, согласно Рисунку 2.26, в районе скважин №№ 3050, 3051, 3011, можно выделить участки с остаточными запасами нефти, они обусловлены высокими значениями начальных подвижных запасов ввиду развития здесь канальных отложений, имеющих большие эффективные мощности.

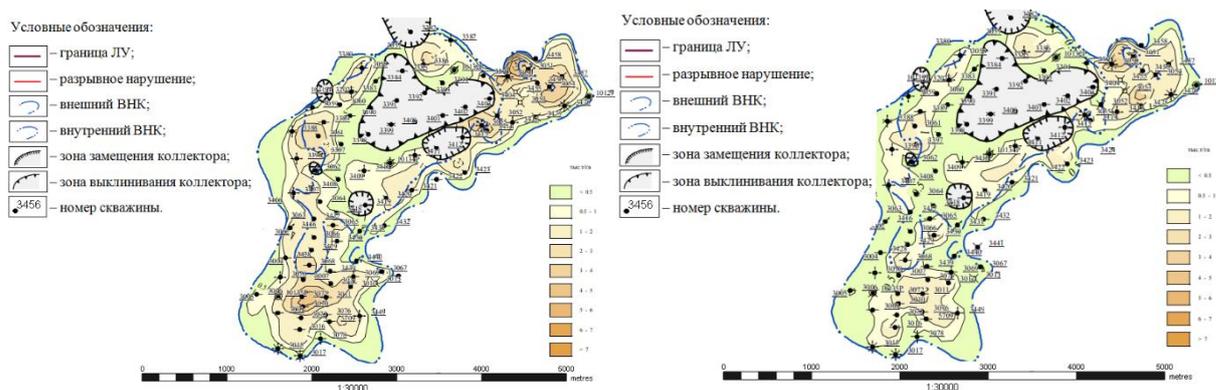


Рисунок 2.26 – Карта плотности начальных (слева) и текущих (справа) подвижных запасов нефти пласта Т<sub>3</sub>. Лазаревское месторождение, тыс. т/га

Исходя из проведенного анализа влияния фациальных особенностей формирования продуктивных отложений на выработку запасов, можно утверждать, что в зонах развития русловых отложений выработка происходит равномерно. Образование зон с остаточными запасами объясняется сложным строением коллектора как по площади, так и по разрезу, которое выражается резкой сменой фациальных обстановок формирования отложений, как по латерали, так и по вертикали. Таким образом, лучше вырабатываются области, соответствующие русловым фациям, имеющим более высокие значения ФЕС, запасы нефти в области внерусловой фации разрабатываются слабо из-за умеренных ФЕС и своей невыдержанности по площади и по разрезу [54, 55, 83].

## 2.4 Влияние тектонических нарушений на выработку запасов

Следующим фактором, осложняющим выработку запасов нефти, является наличие тектонических нарушений. На всех месторождениях выделены разноуровневые тектонические нарушения (Рисунок 2.27).

С одной стороны, тектонические нарушения могут способствовать выработке запасов нефти, в случаях, когда они являются проводящими и по ним перемещается нефть. С другой стороны, по таким разломам может фильтроваться вода, которая будет осложнять разработку залежей.

Непроводящие нарушения могут формировать залежи, являясь для них экранами, также они способствуют образованию зон, в которых локализируются остаточные запасы углеводородов.

Экранирование залежей при небольших амплитудах смещения блоков достигается за счет образования зон трещиноватости вдоль плоскости разлома и, как следствие, приводит к изменению структуры порового пространства и образованию капиллярных экранов, что и обеспечивает, в отдельных случаях, разобщение залежей [92, 101].

Таким образом, изучение влияния тектонических нарушений на выработку запасов нефти является актуальной задачей. Для понимания проницаемости разрывных нарушений используют прямые методы (гидродинамические и трассерные исследования) [40] и косвенные (статистические).

Одним из статистических методов является анализ корреляционных зависимостей между нагнетательными и добывающими скважинами или только между добывающими. Суть анализа заключается в сопоставлении статистических данных закачки рабочего агента с добычей жидкости, нефти и воды.

Выбираются нагнетательные и соседние с ними добывающие скважины, которые, согласно выбранной системы разработки, должны иметь взаимосвязь друг с другом. Находится теснота связи между парами нагнетательных и добывающих скважин на основе коэффициента регрессии с учетом граничных значений, подобранных на основе достоверных данных (прямых методов) [88].

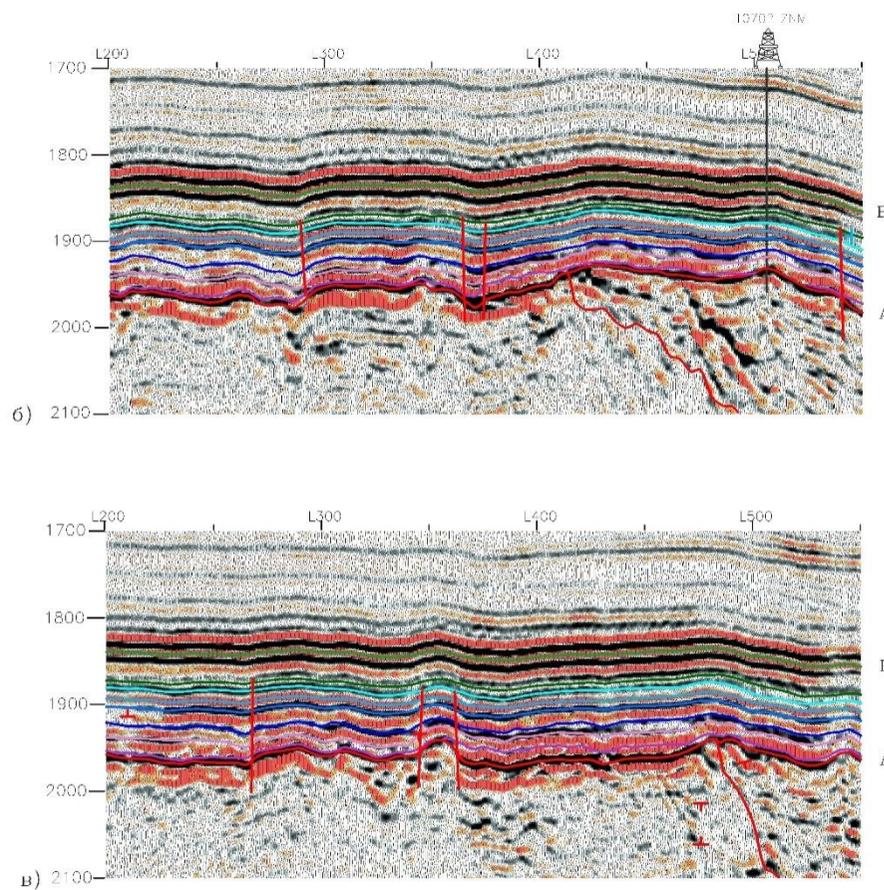
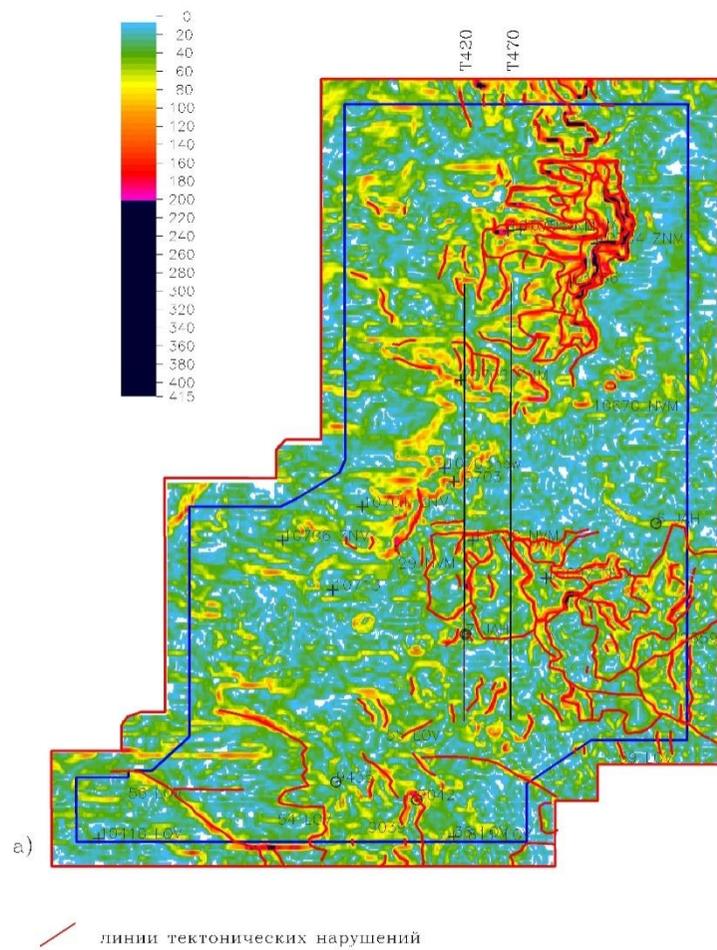


Рисунок 2.27 – Отображение разломов на: а) карте падений; б) временном разрезе Трасе 420; в) временном разрезе Трасе 470 (по материалам ТПП «Урайнефтегаз»)

На Новомостовском месторождении сопоставлены данные гидродинамических исследований (ГДИ) с результатами корреляционного анализа. По результатам гидродинамических исследований в районе скважины № 9818 выделяются непроницаемые границы. На Рисунке 2.28 видно, что данная скважина окружена разрывными нарушениями. На основании корреляционного анализа также получена низкая гидродинамическая связь между скважинами №№ 9818 и 9824, которые разделены между собой тектоническим нарушением (Рисунки 2.29-2.30). Также для оценки сходимости косвенного метода с прямым, сопоставлены результаты корреляционного анализа с трассерными исследованиями, проведенными в скважине № 9789.

По результатам анализа крупный разлом со смещением, который разделяет месторождение на два основных блока, является экраном. Мелкие тектонические нарушения (разломы) являются слабопроницаемыми.



Рисунок 2.28 – Схема корреляции нагнетательных и добывающих скважин на карте изобар Новомостовского месторождения

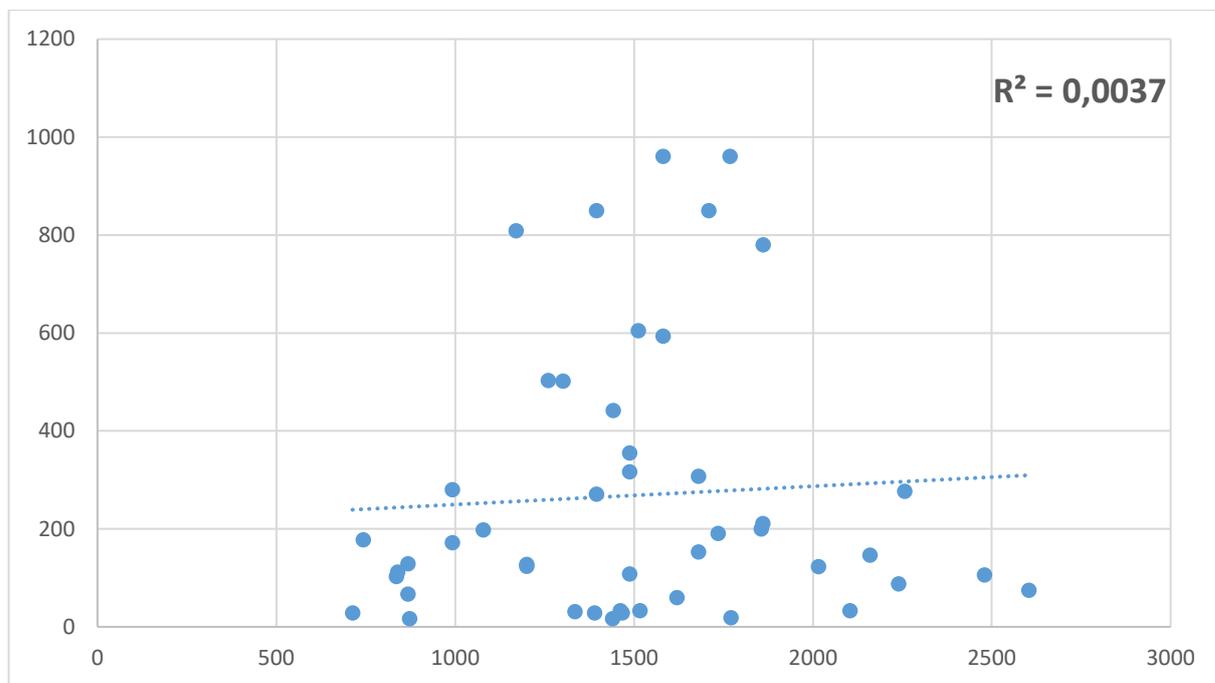


Рисунок 2.29 – Корреляция скважин 32-38 по закачке воды и добыче нефти, пласт Ю<sub>6</sub>

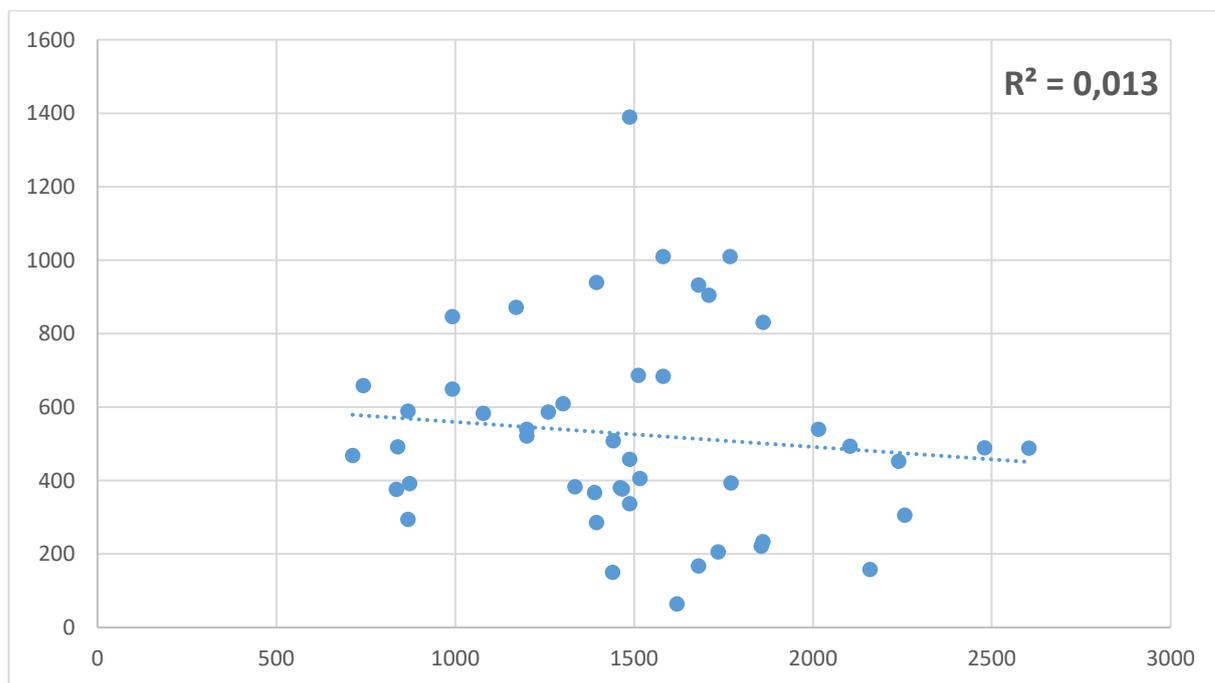


Рисунок 2.30 – Корреляция скважин 32-38 по закачке воды и добыче жидкости, пласт Ю<sub>6</sub>

Таким образом, часть разломов на месторождениях являются непроницаемыми. Анализируя распределения зон остаточных запасов, можно заметить, что некоторые из них расположены в районе тектонических нарушений (Рисунок 2.31).

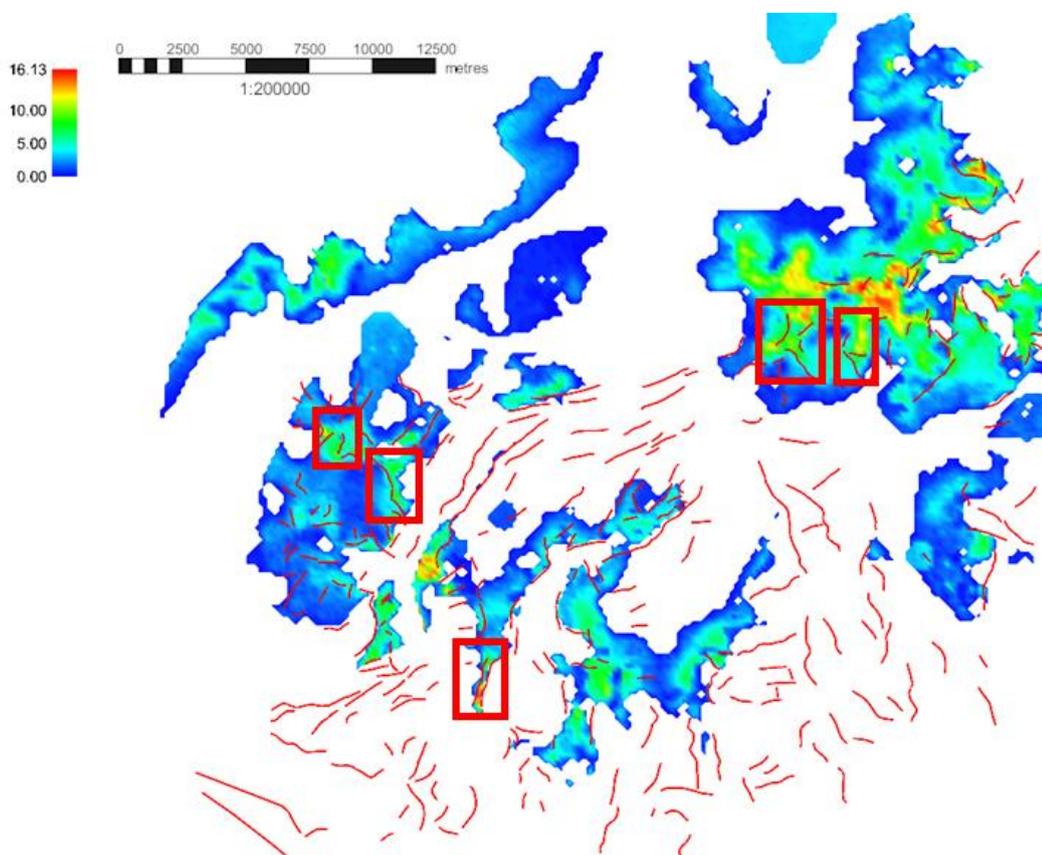


Рисунок 2.31 – Карта плотности остаточных извлекаемых запасов нефти.  
Толумское месторождение, тыс. т/га

## 2.5 Влияние технологических факторов на выработку запасов

Учитывая опыт разработки Потанай-Картопьянского месторождения, которое в течение 10 лет разрабатывалось на естественном режиме, можно выделить зоны с пониженным пластовым давлением. Также на Тальниковом месторождении, в связи с несформировавшейся системой поддержания пластового давления, выделяются такие же зоны.

В связи с этим фактором появлялись зоны, неохваченные разработкой. Помимо этого, наличие газовой шапки и высокий газовый фактор на Тальниковом месторождении, осложняли выработку запасов, это связано с преждевременным выделением газа из нефти, вследствие чего резко уменьшались фазовые проницаемости по нефти и воде, и резким прорывом газа к забоям добывающих скважин [13, 18, 86].

В соответствии с последними проектными документами на Тальниковом месторождении осуществляется приконтурное заводнение в сочетании с очагово-избирательным в разбуренной зоне, в неразбуренной – площадная семиточечная система заводнения с переходом на очагово-избирательную.

Начальное пластовое давление на месторождении 17,2 МПа, текущее среднее – 14,66 МПа, что ниже начального на 2,54 МПа. Распределение пластового давления по зонам на месторождении выглядит следующим образом (Таблица 2.6).

Таблица 2.6 – Текущее распределение пластового давления на Тальниковом месторождении

Начальное	Пластовое давление, МПа			Среднее давление, насыщение по месторождению, МПа
	Текущее			
	среднее по залежи	в зоне отбора	в зоне нагнетания	
17,2	14,66	13,22	14,97	10,6

Для оценки энергетического состояния проведен анализ изменения пластового давления по времени. На Рисунке 2.32 и в Таблице 2.7 представлена динамика изменения средних показаний давления по месторождению.

Из Рисунка 2.32 видно, что снижение пластового давления привело к увеличению добычи газа и уменьшению добычи нефти в период с 2007 по 2012 годы. Затем дальнейшее снижение пластового давления привело к снижению добычи как нефти, так и газа. Это свидетельствует о резком прорыве газа к

забоям добывающих скважин, образованию конусов и снижению относительных фазовых проницаемостей по нефти.

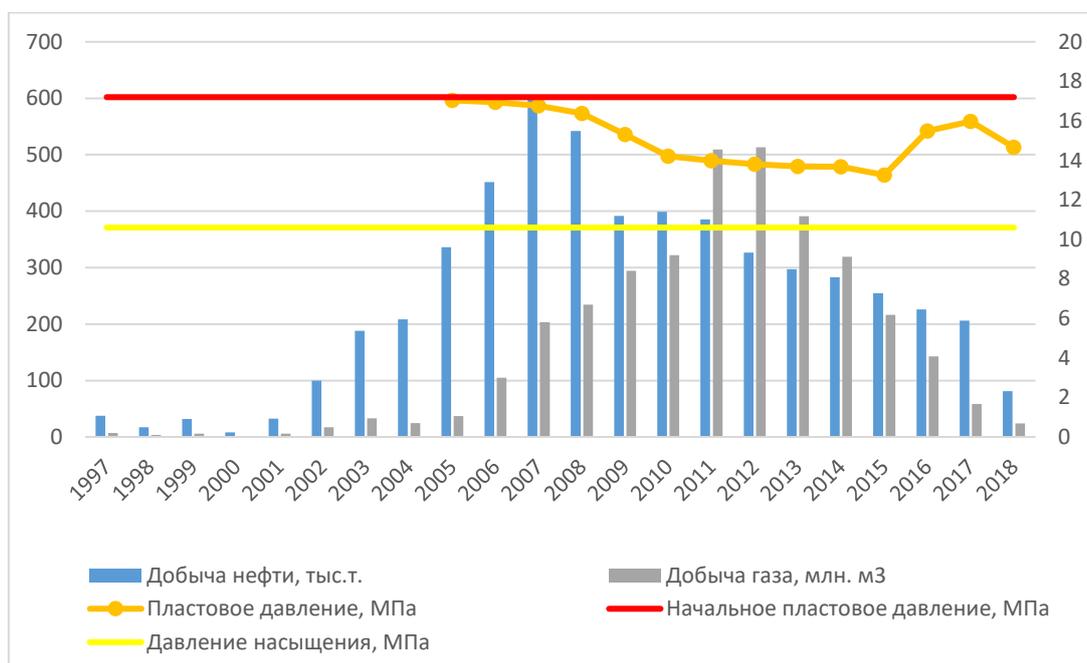


Рисунок 2.32 – Динамика добычи нефти, газа и пластового давления

Таблица 2.7 – Динамика средних показаний давлений по месторождению

Дата	Пластовое давление, МПа			
	Начальное	Текущее		
		среднее по залежи	в зоне отбора	в зоне нагнетания
01.07.2008	17,2	16,36	16,30	16,66
01.01.2009		15,79	15,70	16,23
01.07.2013		13,97	13,57	15,70
01.01.2014		13,68	13,12	15,18
01.07.2014		13,51	12,93	15,00
01.01.2015		13,26	12,34	15,50
01.07.2015		15,02	12,55	17,47
01.01.2016		15,49	13,10	16,00
01.07.2016		16,05	13,91	16,24
01.01.2017		15,98	14,13	15,42
01.07.2017		14,68	13,25	15,20
01.01.2018		14,66	13,22	14,97

По результатам анализа карты изобар на 01.01.2009 г. выделено несколько участков пониженного давления: в северной части (9,3-12,4 МПа), в западной части (13,6-14,8 МПа), в юго-восточной части – с наиболее пониженным давлением от 11,6 до 12,6 МПа, в восточной части (12,6-12,8 МПа) и на северо-востоке (10,7-13,3 МПа). Помимо этого, на месторождении выделяются области с нормальным пластовым давлением (16,7-17,6 МПа), но, несмотря на это, можно сделать вывод, что давление не компенсируется закачкой жидкости в пласт.

Сравнивая карту изобар на 01.01.2013 с картой 2009 года – видно, что за счёт увеличения забойных давлений на нагнетательных скважинах количество зон с пониженным давлением уменьшается, но в целом пластовое давление снижается.

На севере зона, которая простиралась с запада до центра, разделилась на три. Давление в восточной и северо-восточной частях продолжает понижаться. Наиболее пониженное давление в восточной части достигает 8,2-9,0 МПа, наиболее пониженное давление в северо-восточной части приходится на 11 добывающих скважин, давление которых ниже 12,5 МПа, минимальное – 6,8 МПа. Также наблюдается зона в южной части – с давлением в эпицентре 9,6 МПа.

Анализируя изменение распределения пластового давления с 01.01.2014 г. по настоящее время, наблюдается тот же тренд, что и на предыдущих картах. Также выделяются зоны пониженного давления в северной (Южно-Лемьинская залежь); западной, центральной (Эйтъянская залежь); южной, юго-восточной, восточной и северо-восточной (Тальниковая залежь) частях месторождения. Это говорит о том, что система ППД не справляется с поставленной задачей. Одной из причин может быть недостаточно высокое давление на забое нагнетательных скважин и низкие показатели ФЭС.

На текущий момент на карте изобар (Рисунок 2.33) наблюдается изменение в северной части (Южно-Лемьинская залежь), где давление в



Так как на месторождении присутствует газовая шапка и из-за пониженного пластового давления могут наблюдаться прорывы газа из неё, а также выделение растворённого газа из нефти, то поддержание пластового давления на данном месторождении крайне необходимо.

Давление насыщения в среднем по месторождению равно 13,0 МПа, а среднее пластовое на 01.01.2018 год – 14,66 МПа, среднее пластовое давление в зоне отбора – 13,22 МПа. Так как во многих скважинах пластовое давление ниже, чем давление насыщения, то наблюдаются прорывы газа. В связи с этим проанализированы данные по газовому фактору и построены карты прорывов газа по месторождению (Рисунок 2.34).

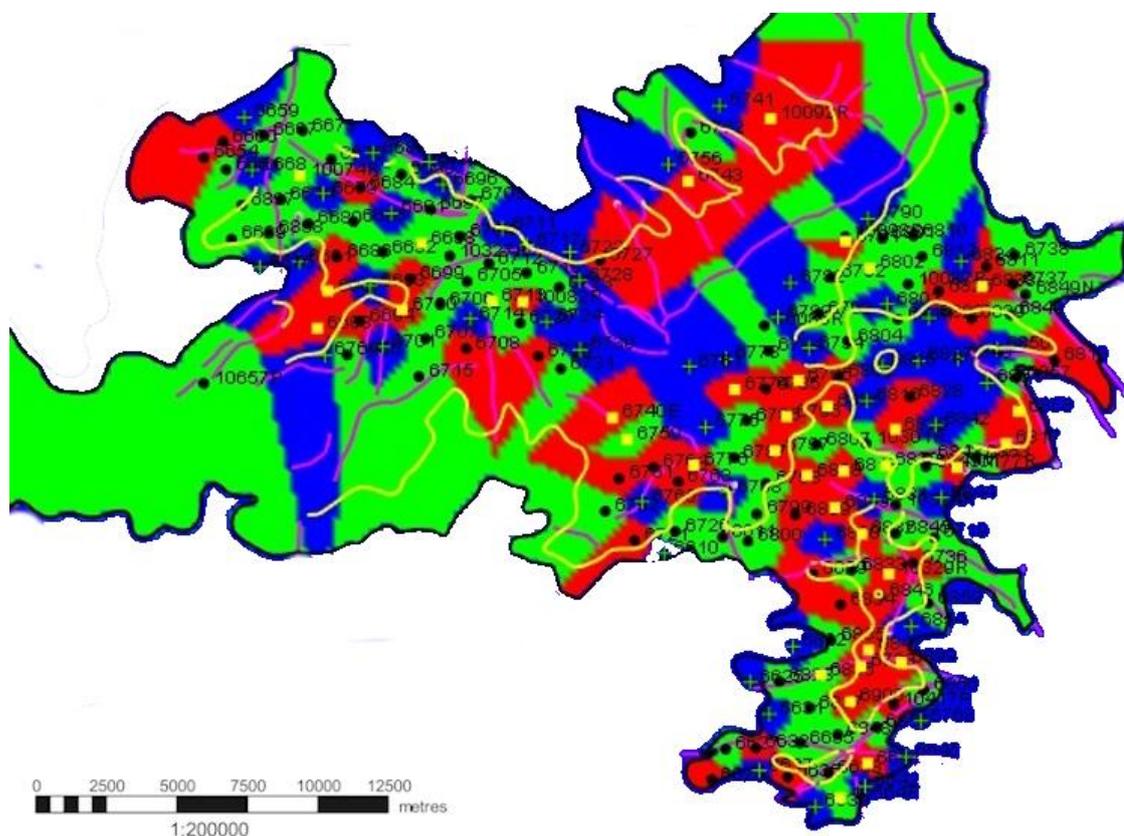


Рисунок 2.34 – Общая карта газового фактора по месторождению (красная область – повышенный газовый фактор; зеленая область – газовый фактор в пределах нормы; синяя область – отсутствие газового фактора; желтые точки – замеры газового фактора по АСМА; черные – газовый фактор по эксплуатационным карточкам)

В целом по Тальниковому месторождению можно выделить несколько зон с повышенным газовым фактором. В основном прорыв газа наблюдается на площади Тальниковой залежи ввиду того, что продуктивные пласты имеют обширную газовую шапку. Также можно отметить, что Тальниковая залежь является преобладающим эксплуатационным объектом, здесь осуществляется активная добыча по пласту П<sub>2</sub>, который непосредственно имеет контакт с газовой шапкой.

Доминирующим фактором неконтролируемого прорыва газа является постепенное снижение пластового давления ниже давления насыщения и образования газового конуса. Исходя из этого, следует, что нужна оптимизация системы ППД с целью увеличения пластового давления и регулирования отборов жидкости закачкой, а также следует применять барьерное заводнение для отсечения газовой шапки.

Необходимо особо выделить, что начальное пластовое давление по месторождению снизилось с 20,3 МПа до 16,59 МПа. В некоторых зонах отбора давление составляет менее 8 МПа, что ниже давления насыщения. В связи с высокой неоднородностью пласта и наличием тектонических нарушений, на месторождении наблюдается неравномерное распределение закачиваемой в пласт воды, которая влияет на рост обводненности и водо-нефтяного фактора скважин.

Потанай-Картопьянское месторождение введено в эксплуатацию в 1992 г. и находится на стадии разбуривания. Закачка воды на месторождении с целью создания системы ППД начата в 2002 году.

Как видно из Рисунка 2.35 и Таблицы 2.8 увеличение объёма закачки, которое связано с вводом новых нагнетательных скважин, оказывает влияние на среднее пластовое давление. Тем не менее, текущее пластовое давление (16,59 МПа) ниже начального пластового давления (20,3 МПа) на 3,71 МПа. Это связано с тем, что месторождение в течение 10 лет разрабатывалось на режиме истощения и при формировании системы ППД не учтено наличие тектонических нарушений.

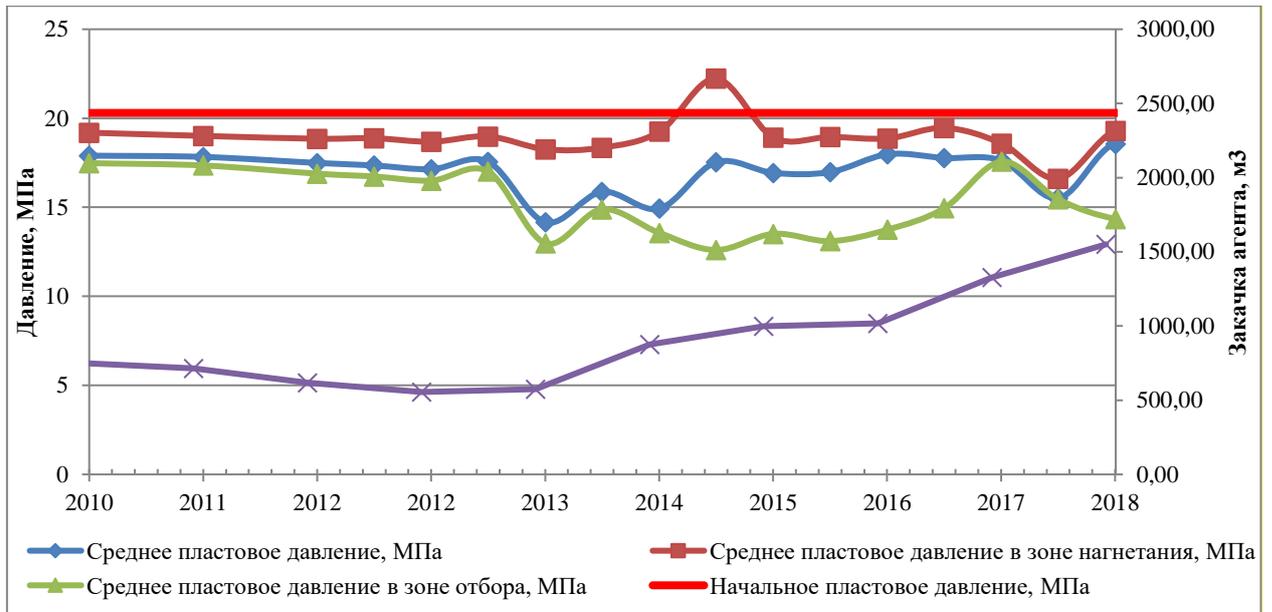


Рисунок 2.35 – Динамика пластового давления и закачки агента по годам с начала формирования системы ППД

Таблица 2.8 – Динамика средних показаний давлений по месторождению

Дата	Пластовое давление, МПа			
	Начальное	Текущее		
		среднее по месторождению	в зоне отбора	в зоне нагнетания
01.01.2010	20,3	17,90	17,48	19,19
01.01.2011		17,83	17,35	19,01
01.01.2012		17,49	16,89	18,85
01.07.2012		17,35	16,73	18,88
01.01.2013		17,14	16,50	18,68
01.07.2013		17,56	17,01	18,98
01.01.2014		14,16	12,98	18,26
01.07.2014		15,87	14,89	18,35
01.01.2015		14,93	13,56	19,25
01.07.2015		17,53	12,60	22,23
01.01.2016		16,93	13,51	18,92
01.07.2016		16,98	13,10	18,95
01.01.2017		17,98	13,75	18,87
01.07.2017		17,77	14,95	19,46
01.01.2018		17,62	17,57	18,58
01.07.2018		15,51	15,45	16,60
01.01.2019		18,56	14,35	19,29
01.07.2019		16,59	14,28	18,49

Несмотря на то, что по двум основным пластам компенсация закачки более 100 %, этого недостаточно для восстановления первоначального пластового давления вследствие длительной работы на режиме истощения.

Также немаловажным фактором является специфика месторождения – высокая неоднородность, наличие разломов и трещиноватый коллектор, так как вследствие падения давления могли закрыться некоторые каналы фильтрации.

Часть скважин Потанай-Картопьянского месторождения эксплуатируется с давлением, ниже давления насыщения, вследствие чего из нефти выделяется растворённый газ, который резко снижает фазовую проницаемость других флюидов и мешает нормальной эксплуатации скважин.

Исходя из этого, на выработку запасов нефти повлияла не только сложность геологического строения, но и несформированность системы разработки месторождения с очаговым заводнением.

Наличие обширных газовых шапок в продуктивных пластах Тальникового месторождения, тектонические нарушения, невыдержанность толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу – являются основными причинами низкой выработки запасов.

Для повышения нефтеотдачи Потанай-Картопьянского месторождения рекомендуется: оптимизировать системы разработки месторождения с учетом текущего состояния выработки запасов и особенностей геологического строения месторождения; задействовать в активную разработку участки с высокими удельными остаточными запасами.

## **Выводы по главе 2**

1. Получены новые представления о геологическом строении месторождений: обновлены структурные каркасы, разломные модели и литологическое строение продуктивных пластов. Все месторождения относятся к типу сложных или очень сложных в связи с изменчивостью толщин продуктивных отложений, резкой изменчивостью фильтрационно-

емкостных свойств, а также наличием тектонических нарушений, зон выклинивания и замещения.

2. Выделены причины образования зон остаточных запасов нефти: геологические (первичные) и технологические (вторичные). Первичные причины можно разделить на две подгруппы, непосредственно связанные с геологическим строением пласта – конседиментационные и постседиментационные, а также подгруппу по физико-химическим свойствам флюидов.

3. Образование зон с остаточными запасами объясняется сложным строением коллектора как по площади, так и по разрезу, которое выражается резкой сменой фациальных обстановок формирования отложений, как по латерали, так и по вертикали. Лучше вырабатываются области, соответствующие русловым фациям, имеющие высокие значения фильтрационно-емкостных свойств. Запасы нефти в области внерусловой фации разрабатываются хуже из-за умеренных фильтрационно-емкостных свойств и своей невыдержанности по площади и по разрезу.

4. По результатам прямых (трассерные исследования) и косвенных (корреляционный анализ между добывающими и добывающими/нагнетательными скважинами) методов часть разломов является непроницаемыми, что приводит к образованию зон остаточных запасов, приуроченных к тектоническим экранам.

5. Формирование зон остаточных запасов связано с технологическими факторами, к ним относится несформированность системы разработки месторождений, а также нерациональное использование естественной энергетики залежей. Это приводит к образованию промытых зон, понижению пластового давления, выделению растворенного газа.

### ГЛАВА 3 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОСВОЕНИЮ УГЛЕВОДОРОДОГО ПОТЕНЦИАЛА ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Как уже говорилось выше, основные причины низкой выработки связаны со сложным фаціальным строением, наличием тектонических нарушений и низким пластовым давлением.

Также необходимо выделить то, что для новых и уже разрабатываемых месторождений подход к выработке запасов должен происходить по-разному, поскольку остаточные запасы, связанные с геологическими факторами для разрабатываемых месторождений, перешли в разряд запасов, образовавшихся за счёт технологических факторов.

В Таблице 3.1 представлены рекомендации по эффективной разработке запасов разных зон на основе геологического строения, а также используемой системы разработки.

Для геологических причин характерна слабая гидродинамическая связь между скважинами, либо её отсутствие в связи с неоднородным строением коллекторов и нарушением связанности за счёт наличия различных непроницаемых препятствий, например таких, как разрывные нарушения или замещение коллектора.

В свою очередь технологические причины, с одной стороны, связаны с проектированием системы разработки без учёта геологического строения, в таком случае запасы из извлекаемых переходят в категорию остаточных, с другой – с неверными решениями при использовании имеющегося потенциала продуктивных отложений, например нерациональное использование естественной энергетики залежи.

Исходя из этого, необходим комплексный подход к освоению углеводородного потенциала месторождений на его разных стадиях: как на стадии разведки, так и на стадии разработки [91, 96].

Таблица 3.1 – Рекомендации по эффективной разработке нефтегазовых залежей

Причины образования зон остаточных запасов		Геологические (первичные)		Технологические (вторичные)
		Конседиментационные	Постседиментационные	
Основные проблемы образования зон остаточных запасов		<ul style="list-style-type: none"> <li>– Низкая гидродинамическая связь между соседними скважинами ввиду вертикальной и латеральной неоднородностей;</li> <li>– Прорыв воды по высокопроницаемым пропласткам</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Низкая гидродинамическая связь между соседними скважинами из-за непроницаемых тектонических нарушений;</li> <li>– Возможны прорывы нагнетаемой и пластовой вод по разломам или трещиноватым породам</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Образование конусов воды;</li> <li>– Образование промытых участков пласта;</li> <li>– Снижение относительной фазовой проницаемости по нефти;</li> <li>– Пониженное пластовое давление</li> </ul>
Категория месторождений	Разведываемые	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Подбор системы разработки на основе полученного представления о строении пласта с учётом литолого-фациальных особенностей строения продуктивных отложений</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Подбор системы разработки на основе полученного представления о тектоническом строении пласта</li> </ul>	–
	Разрабатываемые	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Адаптация текущей системы разработки под литолого-фациальные особенности строения продуктивных отложений;</li> <li>– Применение потокоотклоняющих технологий, водоизоляционных работ, выравнивание профиля притока;</li> <li>– Перевод скважин из добывающего в нагнетательный фонд;</li> <li>– Переход к очаговому и избирательному заводнению;</li> <li>– Проведение циклического заводнения пластов;</li> <li>– Проведение гидроразрыва пласта;</li> <li>– Бурение боковых стволов</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Адаптация текущей системы разработки под тектонические особенности строения пласта;</li> <li>– Проведение трассерных исследований и гидропрослушивание пласта;</li> <li>– Закачка ПАВ;</li> <li>– Перевод скважин из добывающего в нагнетательный фонд;</li> <li>– Переход к очаговому и избирательному заводнению;</li> <li>– Бурение боковых стволов</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Адаптация текущей системы разработки с учётом особенностей строения пласта;</li> <li>– Подбор оптимальных режимов работы скважин;</li> <li>– Применение потокоотклоняющих технологий, водоизоляционных работ, выравнивание профиля притока;</li> <li>– Перевод скважин из добывающего в нагнетательный фонд;</li> <li>– Переход к очаговому и избирательному заводнению;</li> <li>– Проведение циклического заводнения пластов</li> </ul>

### **3.1 Комплекс мероприятий, направленный на равномерную выработку запасов**

Для лучшей выработки запасов нефти и получения более высоких коэффициентов извлечения нефти, необходимо детальное изучение геологического строения месторождения и учёт данных особенностей при проектировании системы разработки. По причине лито-фациальной неоднородности, наличия тектонических нарушений, зон выклинивания и замещения коллекторов, предпочтительна собственная сетка скважин для каждого продуктивного пласта. Однако, из-за технико-экономических соображений, это является невозможным. Поэтому во многих случаях прибегают к эксплуатации месторождений единой системой разработки.

Объединение продуктивных отложений в эксплуатационный объект возможно при близких геолого-физических характеристиках пластов и свойствах флюидов, а также при совпадении площадей нефтеносности.

По причине сложного строения месторождений не всегда достигается ожидаемый эффект [30]. В связи с этим необходима разработка рекомендаций по упреждению образования зон остаточных запасов.

На основе накопленного опыта по разработке месторождений можно обосновать ряд мероприятий по более эффективному извлечению запасов углеводородов из продуктивных отложений путём выбора более обоснованной сетки расположения скважин и подбора оптимальных режимов работы эксплуатационного фонда.

В качестве примера рассмотрено Пайтыхское месторождение (Рисунок 3.1), которое находится на стадии формирования фонда скважин. Промышленная нефтеносность доказана в 1987 году, опытно-промышленная разработка началась в 2001 году. В настоящее время проектный фонд реализован на 28 %.

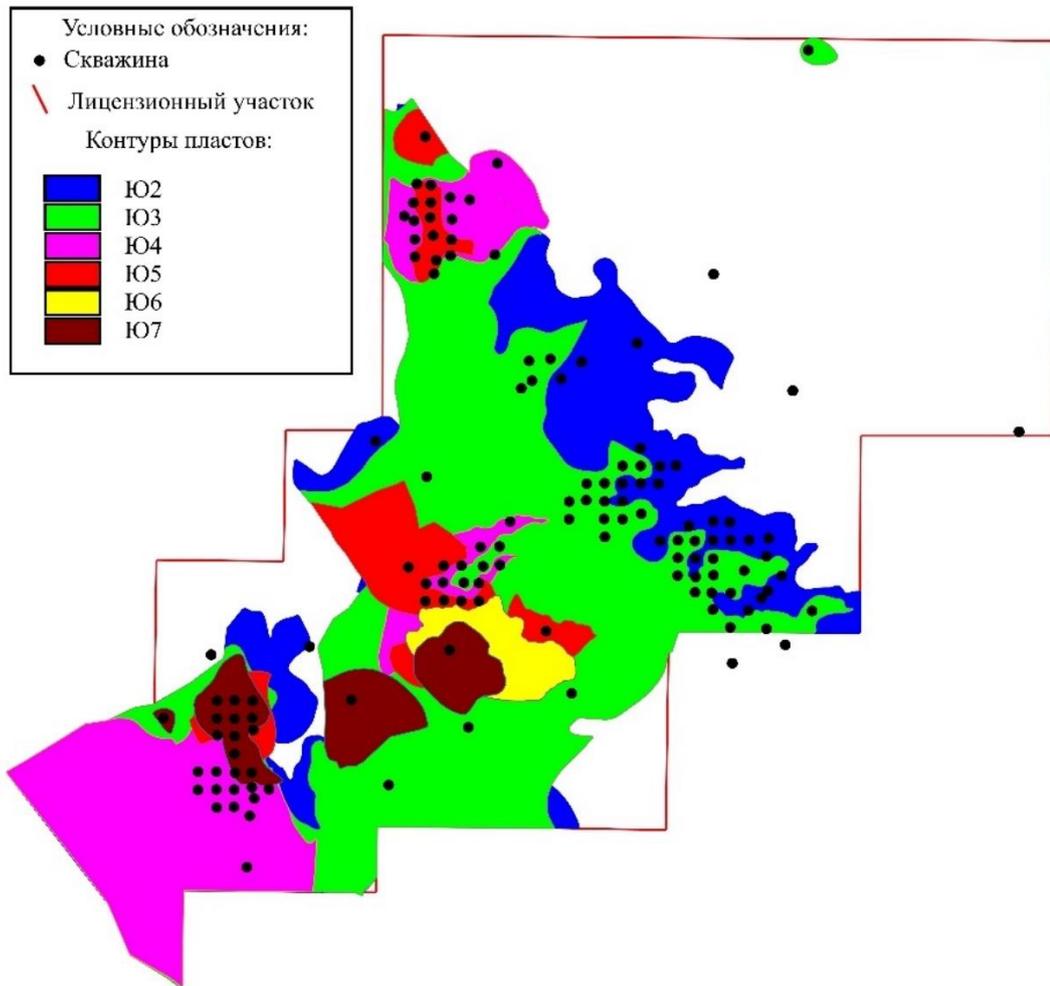


Рисунок 3.1 – Карта совмещенных контуров Пайтыхского месторождения

На Рисунке 3.1 видно, что запасы нефти месторождения имеют неравномерное площадное распространение, что также подтверждается диаграммой распределения начальных извлекаемых запасов по пластам (Рисунок 3.2).

На данный момент добыча ведётся из всех пластов, кроме Ю<sub>6</sub>. На Рисунке 3.3 представлена структура накопленной добычи нефти по пластам. Согласно данным графикам основными объектами добычи являются пласты Ю<sub>2-3</sub>.

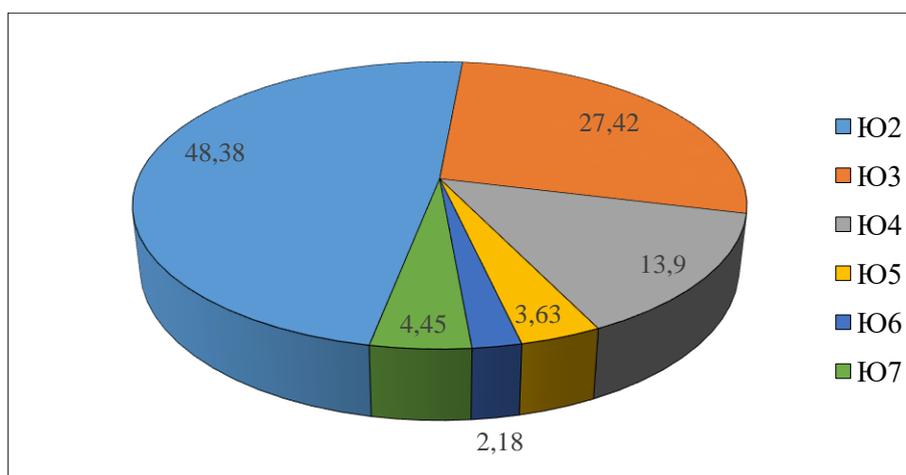


Рисунок 3.2 – Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по пластам Пайтыхского месторождения

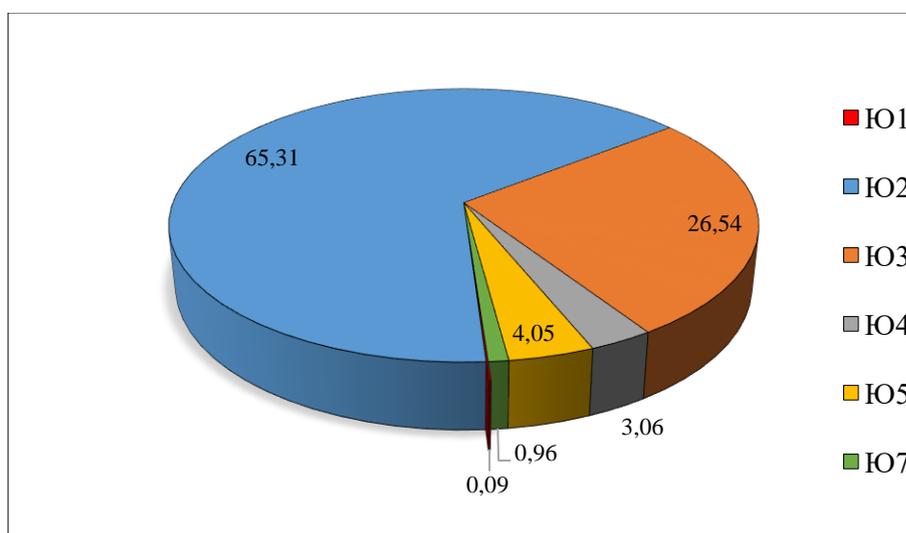


Рисунок 3.3 – Распределение накопленной добычи нефти по пластам Пайтыхского месторождения

Несмотря на то, что из вышележащих пластов отобрано больше всего запасов, они характеризуются меньшими значениями обводнённости (Таблица 3.2). Это связано с полифациальным строением продуктивных отложений: верхняя часть разреза формировалась в условиях морских и переходных фаций, нижняя – в континентальных.

Основная доля запасов нефти пластов Ю<sub>2-3</sub> находится в отложениях фации вдоль береговых баров и русловой части речных долин. Коллекторы в этих зонах характеризуются достаточно большими эффективными толщинами

и низкой расчлененностью разреза, значения ФЕС для данных коллекторов высокие по пласту. Нижняя часть разреза характеризуется, в основном, низкими емкостными свойствами, фильтрационные свойства неоднородны по разрезу и площади.

Таблица 3.2 – Выработка запасов по пластам Пайтыхского месторождения

Пласт	Отбор от НИЗ, %	Текущий КИН	Обводненность, %
Ю <sub>2</sub>	10,49	0,026	40,6
Ю <sub>3</sub>	7,51	0,016	56,7
Ю <sub>4</sub>	1,73	0,005	76,0
Ю <sub>5</sub>	8,4	0,017	78,3
Ю <sub>7</sub>	1,78	0,006	80,1

Несмотря на то, что выработка запасов по пластам Ю<sub>2-3</sub> проходит достаточно равномерно, без преждевременного обводнения, можно выделить зоны с плохой выработкой.

Например, в районе кустов № 37 и 40, часть добывающих скважин располагаются в зоне глинисто-алевролитовых отложений малоподвижного мелководья, а другая – в зоне пляжевых отложений. Осадки малоподвижной части бассейна характеризуются высокой глинистостью и малыми эффективными толщинами со средним значением фильтрационно-емкостных свойств. В результате этого наблюдается низкая гидродинамическая связь между скважинами, вскрывшими одну фациальную обстановку, а также на границе двух фаций (Рисунок 3.4).

Скважины малоподвижного мелководья имеют низкую добычу по сравнению со скважинами, находящимися в соседней фациальной зоне. По этой причине не все нагнетательные скважины влияют на соседние добывающие (Рисунок 3.5).

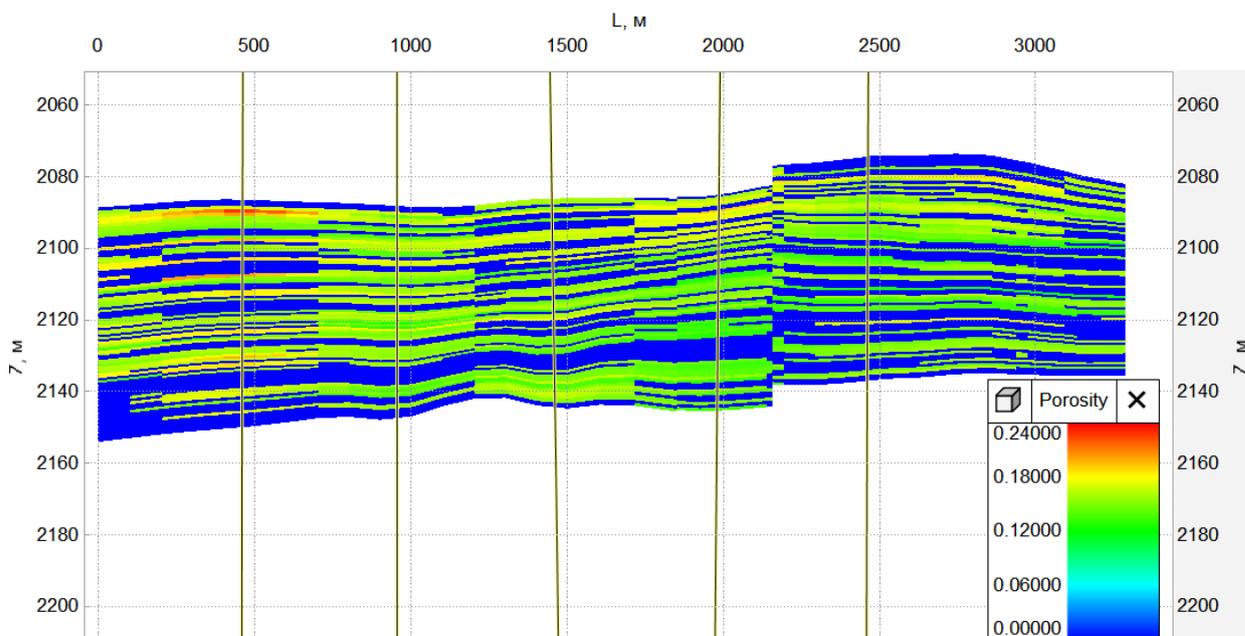


Рисунок 3.4 – Разрез по кубу пористости

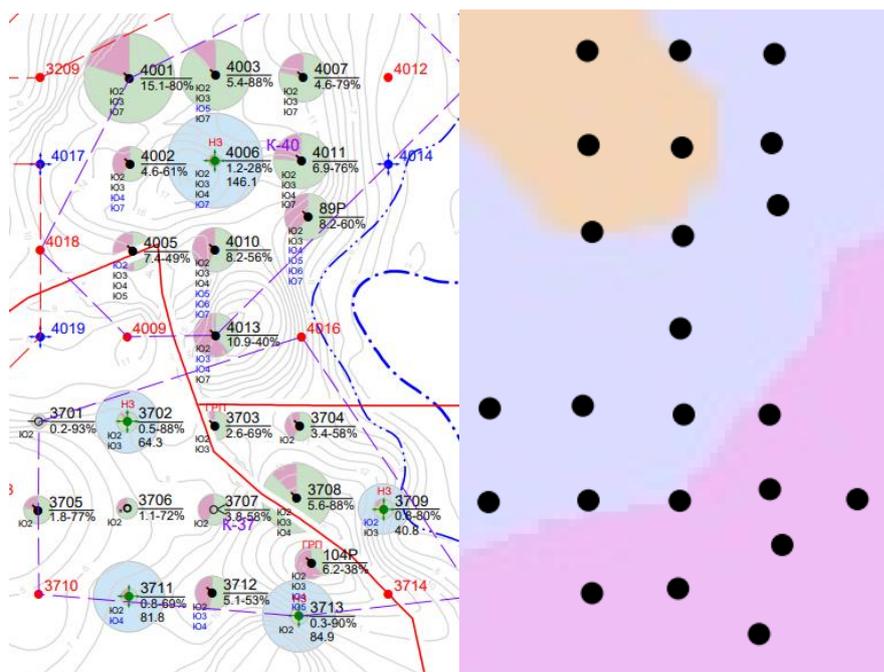


Рисунок 3.5 – Карта накопленных запасов и схема фаций в районе кустов № 37, 40

По результатам гидродинамического моделирования с учётом различного расположения добывающих и нагнетательных скважин (Рисунок 3.6) получены следующие результаты (Таблица 3.3).

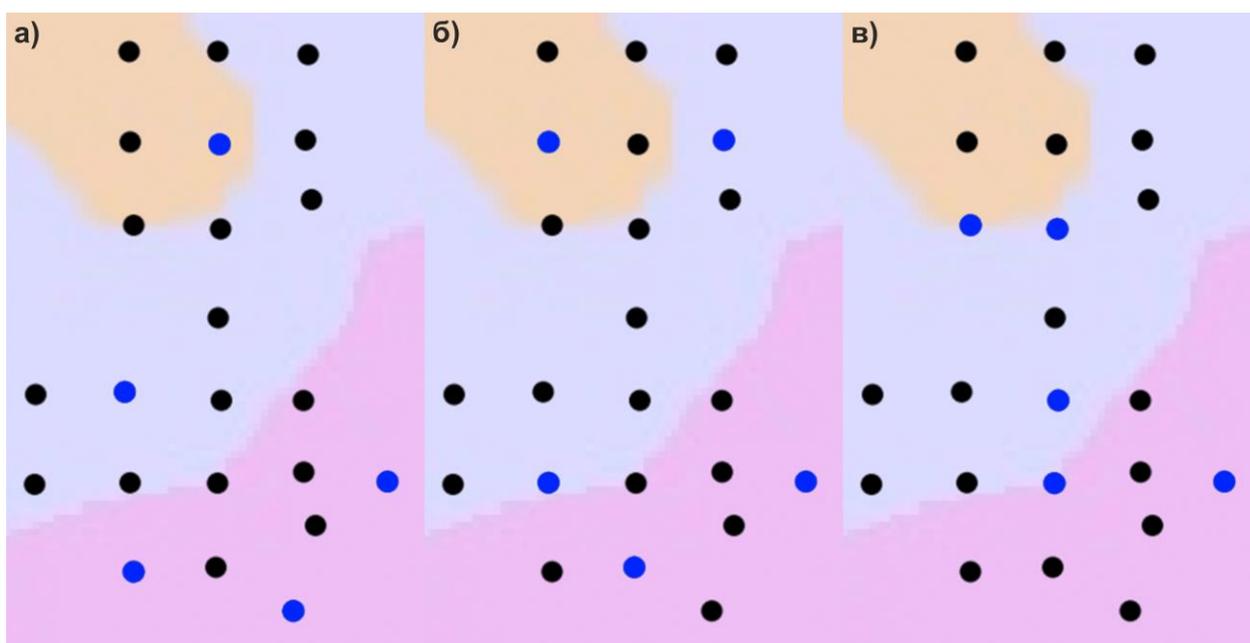


Рисунок 3.6 – Схема расположения скважин

а) – фактическое расположение; б) – расположение 1; в) – расположение 2

Таблица 3.3 – Результаты гидродинамического моделирования по разному расположению добывающих и нагнетательных скважин

Вариант	Накопленная добыча, тыс. т	Обводненность, %
Фактическое расположение	562,61	72,9
Расположение 1	565,53	72,2
Расположение 2	554,47	57,4

В данном расчётном эксперименте менялись только категории скважин – добывающая или нагнетательная. Режимы работы рассчитывались на основе забойного давления. Для добывающих забойное давление принималось на уровне 10 МПа, для нагнетательных – 30 МПа.

Из Таблицы 3.3 видно, что при расположении скважин с учётом фациального строения продуктивных отложений, можно эффективнее вырабатывать запасы углеводородов, находящихся в пластах, что выражается, с одной стороны, с большей добычей (расположение 1), с другой – в снижении обводненности (расположение 2).

### 3.2 Комплекс мероприятий, направленный на извлечение остаточных запасов разрабатываемых месторождений

#### 3.2.1 Обоснование наиболее эффективных мероприятий для выработки запасов с учётом сложного фациального строения пласта

На основе детального изучения особенностей геологического строения Ловинского месторождения, анализа геолого-промысловых данных, сопоставления карт начальных, остаточных запасов нефти, с картами геологических параметров, анализа выработки запасов нефти, выявлены локальные слабодренлируемые участки с высокой концентрацией остаточных запасов нефти.

На Рисунке 3.7 представлен участок, на котором рекомендуется провести мероприятия с применением потокоотклоняющих технологий.

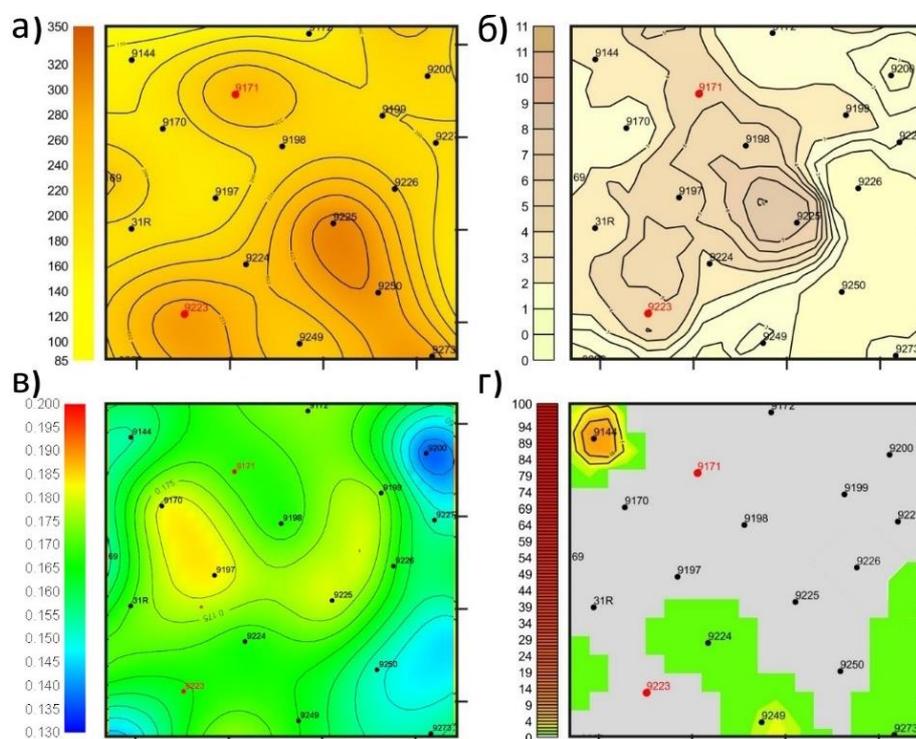


Рисунок 3.7 – Карта изобар (а), карта остаточных запасов (б), карта пористости (в), карта проницаемости (г) района скважин №№ 9171, 9223



На Рисунке 3.9 представлен участок в районе скважин №№ 9190, 9242. Данные скважины также рекомендуется перевести под нагнетание. Это необходимо для формирования рядной системы разработки и поддержания пластового давления, учитывая относительно низкие пластовые давления в данных областях и низкие значения остаточной подвижной нефти. Итогом данных мероприятий будет выделение нагнетательного ряда между двумя добывающими [85].

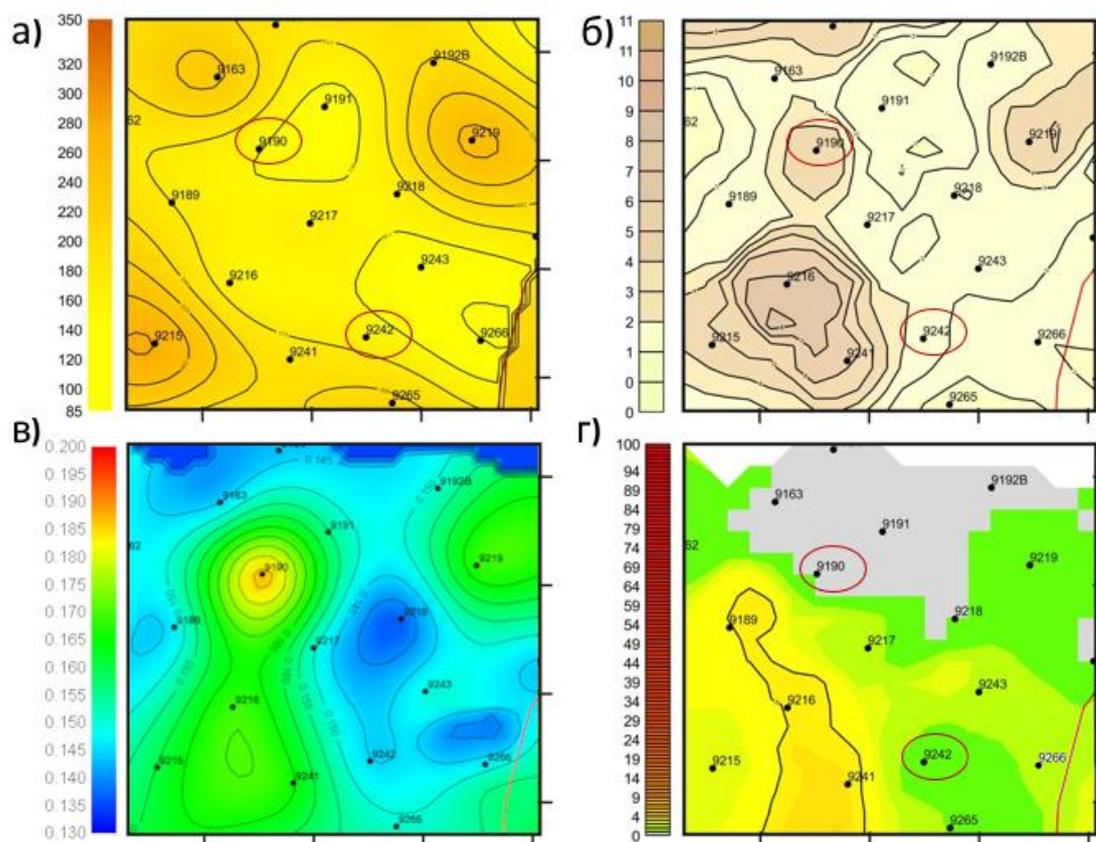


Рисунок 3.9 – Карта изобар (а), карта остаточных запасов (б), карта пористости (в), карта проницаемости (г) района скважин №№ 9120, 9242

На Рисунке 3.10 представлен район скважины № 8047, которую предлагается перевести под нагнетание в связи с полной выработкой остаточных подвижных запасов. Обводненность составляет 91 %. Создание фронта вытеснения благоприятно скажется на соседних добывающих

скважинах, учитывая их высокую обводненность и низкие дебиты. Нагнетание рекомендуется проводить в пласт Ю<sub>6</sub>.

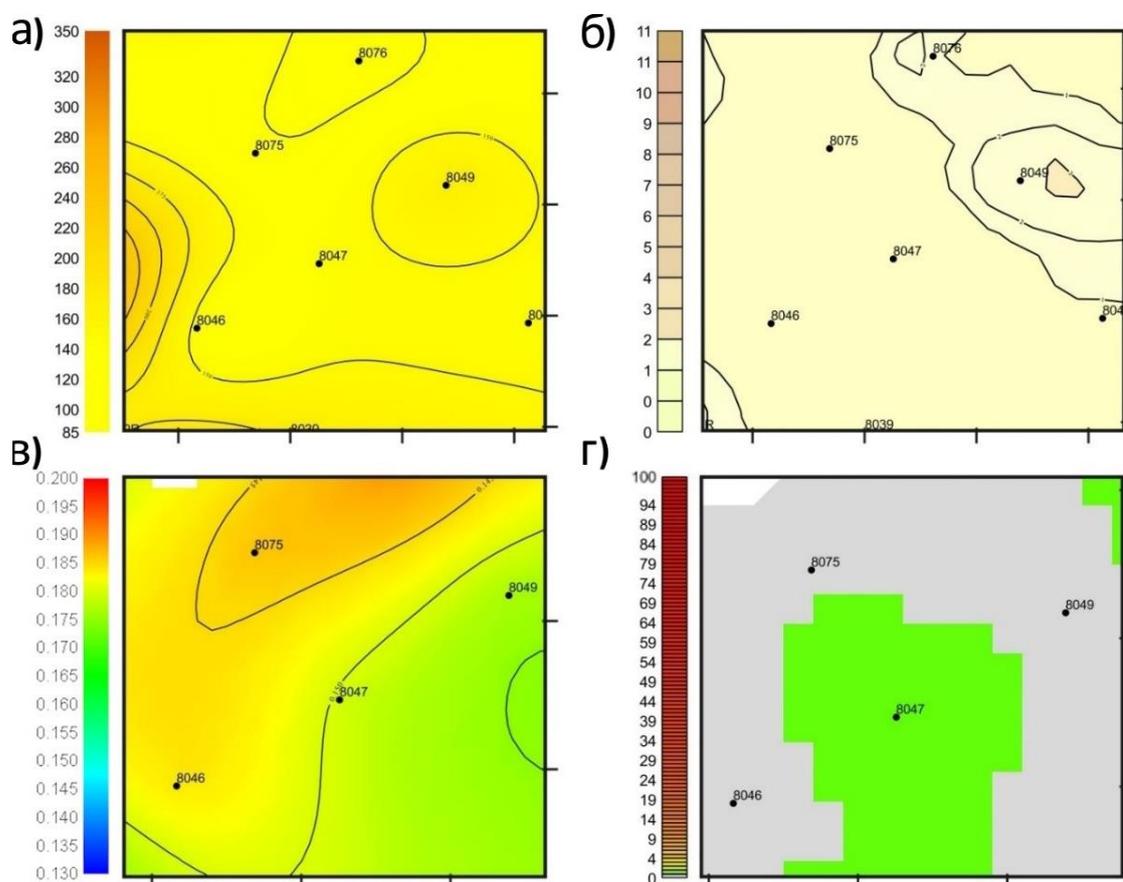


Рисунок 3.10 – Карта изобар (а), карта остаточных запасов (б), карта пористости (в), карта проницаемости (г) района скважины № 8047

В скважинах №№ 8869, 8518 (Рисунок 3.11) предлагается провести гидроразрыв пласта по причине высокой концентрации остаточных запасов. Данная область имеет благоприятные значения пластового давления. Обводненность данных скважин составляет 97 %. Дебит скважины № 8869 – 0,9 т/сут, № 8518 – 0,14 т/сут. Учитывая литолого-фациальную зону данной области, а именно область накопления алеврито-песчаных отложений русловой части речных долин, ожидается высокая эффективность от проведения данного мероприятия, поскольку на данном участке имеется положительный опыт с дополнительной добычей нефти в 964 тонны.



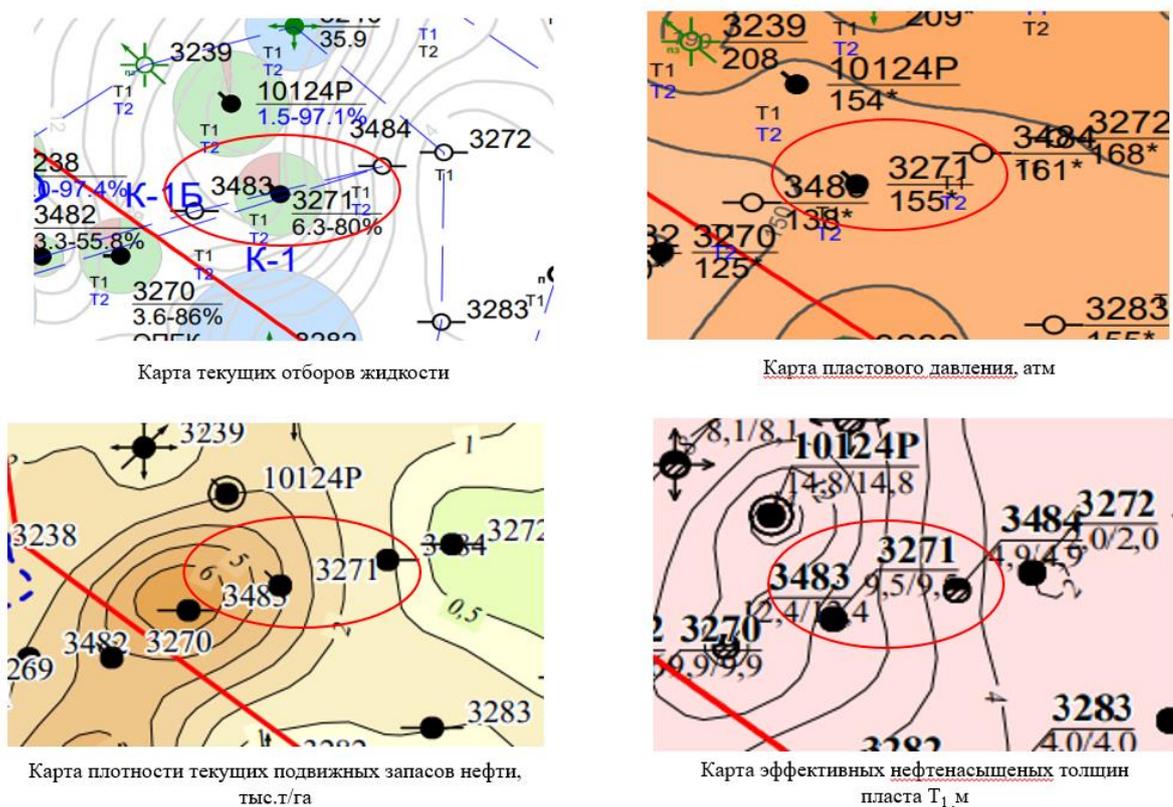


Рисунок 3.12 – Геолого-промысловая характеристика скважины № 3271.

Лазаревское месторождение

### 3.2.2 Обоснование наиболее эффективных мероприятий для выработки залежей с тектоническими нарушениями

Участок включает в себя 4 добывающие скважины и 3 нагнетательные скважины. Плотность подвижных запасов на участке изменяется в диапазоне 8-10 тыс. т/га. Нагнетательные скважины не оказывают влияния на соседние добывающие скважины, так как находятся за «главным» непроницаемым разломом (Рисунок 3.13).

На данном участке рекомендуется перевести добывающую скважину № 9806 в нагнетательный режим работы с целью восстановления энергетического состояния участка, с последующей одновременной закачкой гелеобразующих составов в скважину и в добывающие №№ 9802, 9805, 9812 для выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины и

снижения обводненности в добывающих скважинах. Для уточнения наличия гидродинамической связи необходимо проведение гидропрослушивания пласта или трассерных исследований. Скважина № 9806 является низкодебитной по нефти (текущий дебит нефти 0,63 т/сут), в радиусе действия скважины низкое пластовое давления (12,4 МПа).

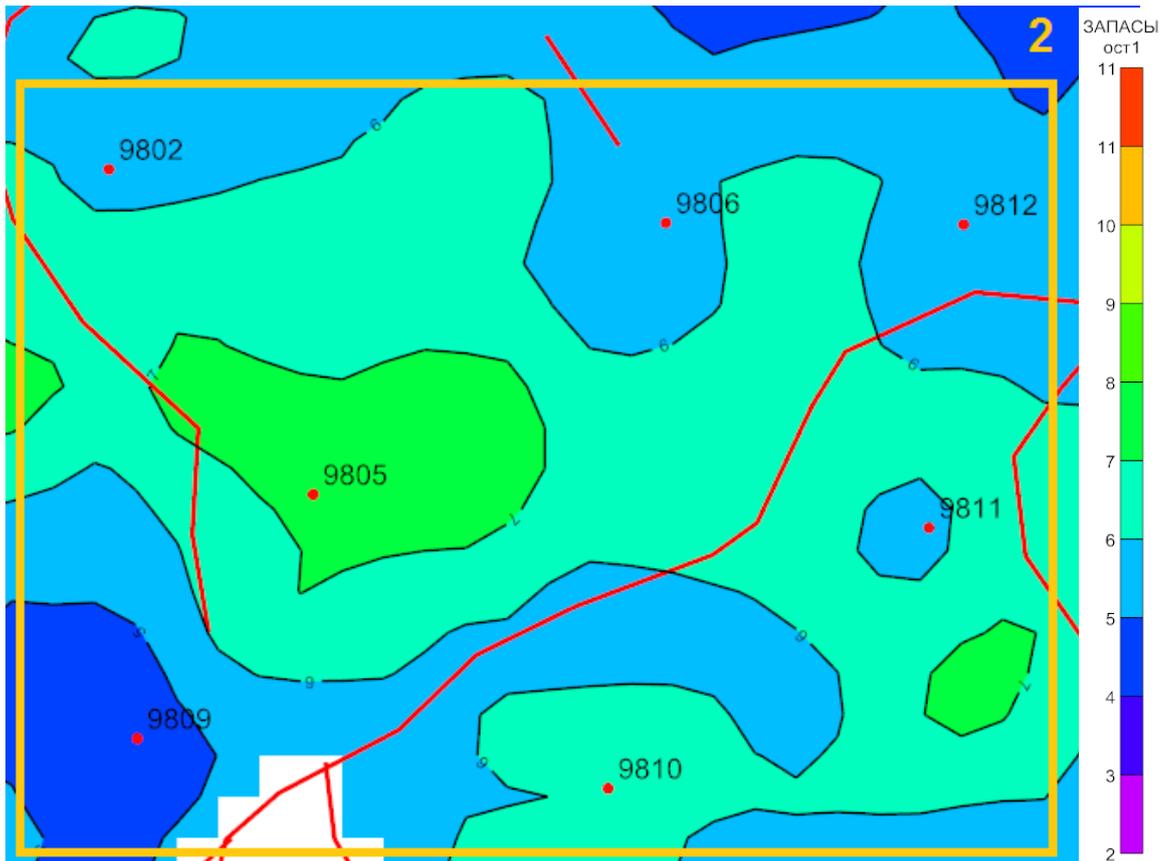


Рисунок 3.13 – Участок № 1 на карте остаточных запасов, тыс. т/га

Следующий участок включает в себя 4 добывающие скважины и одну нагнетательную. Плотность подвижных запасов изменяется в диапазоне 6-8 тыс. т/га (Рисунок 3.14).

Для данного участка рекомендуется проведение гидропрослушивания пласта в скважине № 9794 по причине наличия в непосредственной близости тектонического нарушения (разлома). При условии наличия гидродинамической связи с реагирующими скважинами необходимо перевести её в нагнетательный фонд с целью восстановления энергетического

состояния участка. При наличии слабой гидродинамической связи или полного ее отсутствия возможно проведения гидроразрыва пласта в скважине № 9794 [75, 84].

Также возможен вариант внедрения циклической закачки воды при переводе в нагнетательный фонд совместно с нагнетательной скважиной № 9797. Выбор добывающей скважины № 9794 для перевода в нагнетательный режим обусловлен низким пластовым давлением (11,4 МПа), высокой обводненностью (99 %), высокой накопленной добычей и низкими дебитами по нефти (текущий дебит – 0,2 т/сут) [98].

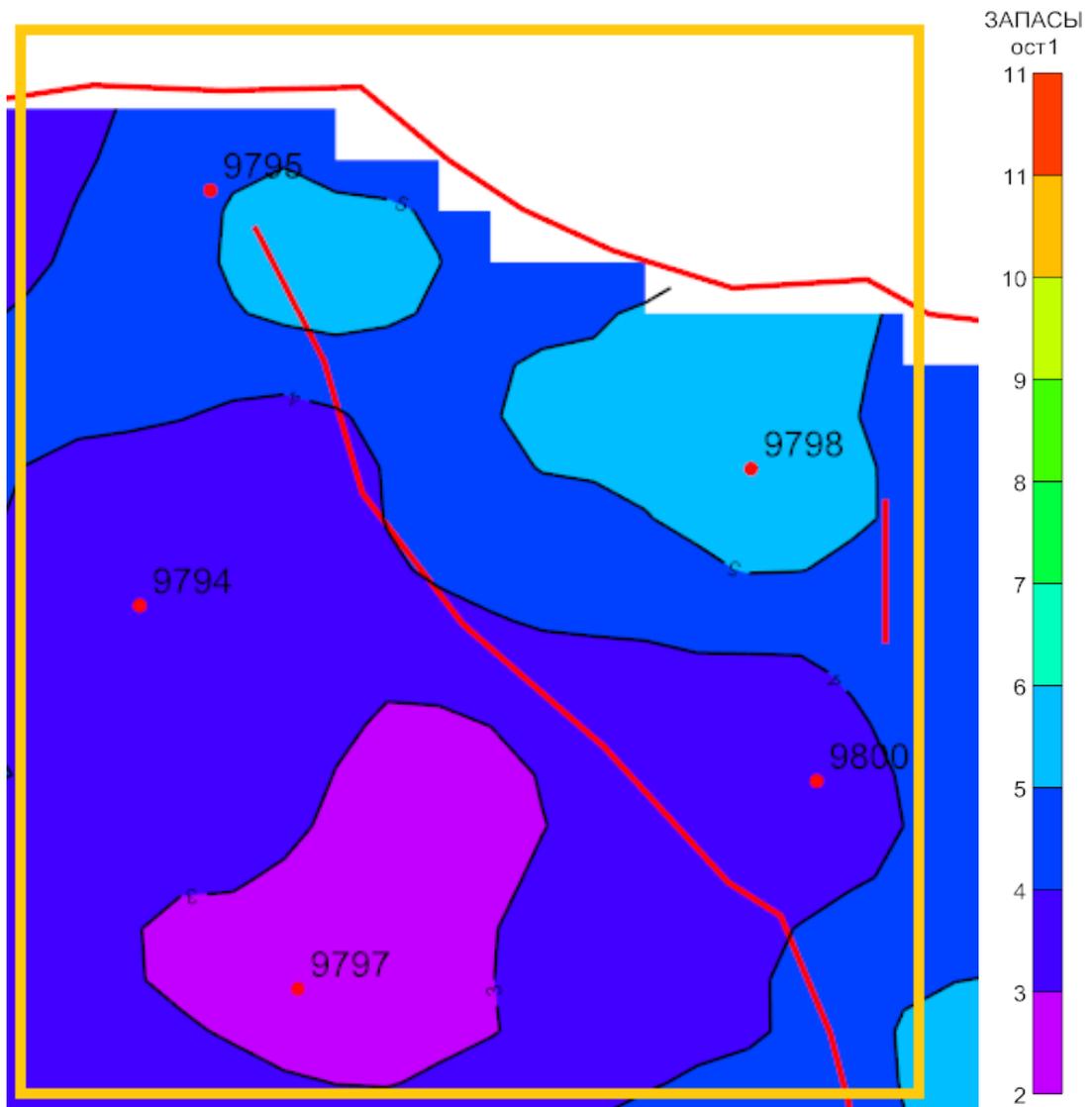


Рисунок 3.14 – Участок № 2 на карте остаточных запасов, тыс. т/га

### 3.2.3 Обоснование наиболее эффективных мероприятий для выработки залежей с низким пластовым давлением

Скважина № 4102 переведена в нагнетание в феврале 2006 года и работает в настоящее время с приемистостью 87,3 м<sup>3</sup>/сут. Эффективная нефтенасыщенная толщина в области скважины составляет 6,5 м.

Добычу осуществляют скважины № 4104, 9878, 4106, 9888. Текущий дебит нефти и обводненность скважины № 4104 составляют соответственно 0,4 т/сут и 96,8 %. Дебит нефти и обводненность скважины № 9878 – 0,5 т/сут и 90,37 % соответственно. Дебит нефти и обводненность скважины № 9888 составляют 5,4 т/сут и 8,3 % (Рисунок 3.15).

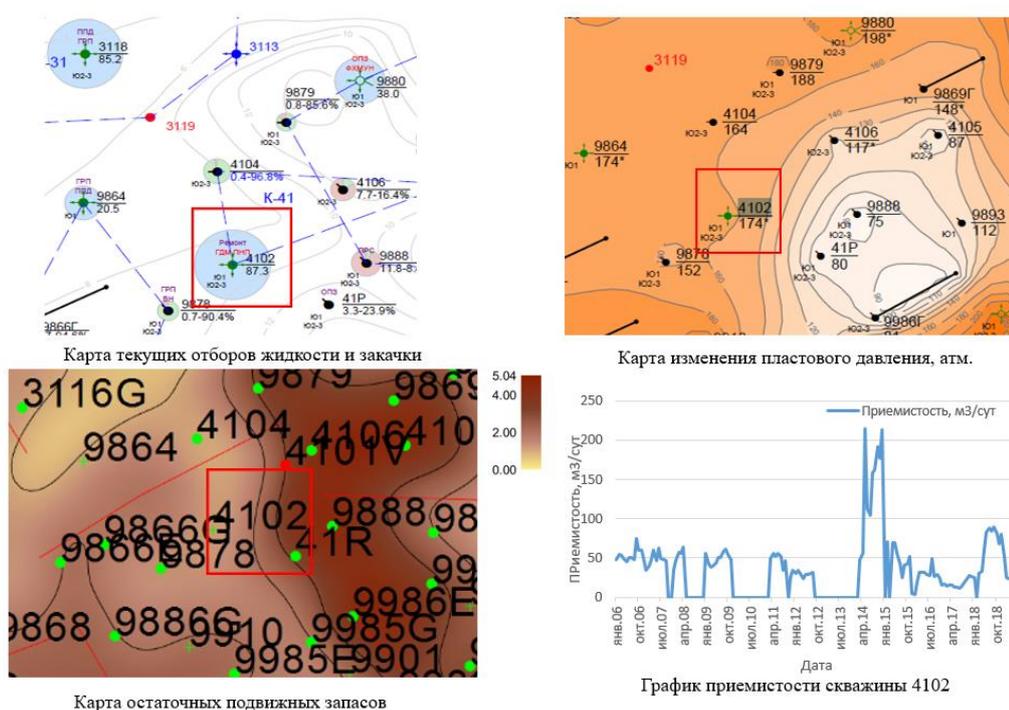


Рисунок 3.15 – Геолого-промысловая характеристика скважины № 4102.

#### Потанай-Картопьянское месторождение

Рекомендуется провести закачку осадкообразующего состава в нагнетательную скважину для перераспределения фильтрационных потоков и вытеснения остаточных подвижных запасов нефти.

Скважина № 8842 введена в эксплуатацию в январе 2017 года и работает с приемистостью 31,2 м<sup>3</sup>/сут. Эффективная нефтенасыщенная толщина в области скважины составляет 4,5 м.

В июне 2018 года на этой скважине провели закачку гелеобразующих составов. После проведения этой операции в добывающей скважине № 8843 дебит нефти возрастает до 8,17 т/сут, обводненность уменьшилось до 64,3 %. Ранее дебит нефти и обводненность составляли 1,33 т/сут и 96,1 % соответственно. Прирост по нефти составил 6,84 т/сут. Также в скважине № 8841 наблюдается прирост по нефти 2,95 т/сут, значение дебита жидкости возрастает. На добывающих скважинах в этот период не проводились мероприятия по интенсификации притока (Рисунок 3.16).

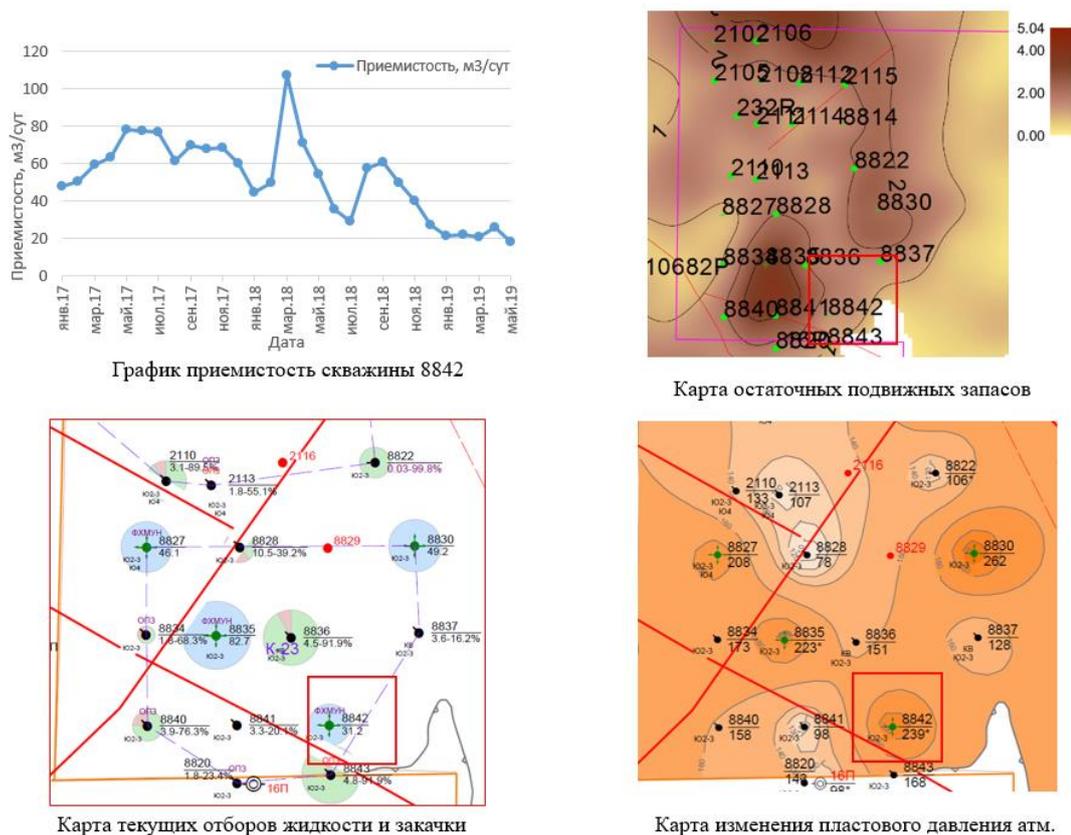


Рисунок 3.16 – Геолого-промысловая характеристика скважины № 8842.

### Потанай-Картопьянское месторождение

Так как ранее получен эффект от мероприятия, рекомендуется провести закачку – гелеобразующий состав в нагнетательную скважину № 8842 для

перераспределения фильтрационных потоков и вытеснения остаточных подвижных запасов нефти [94].

### **Выводы по главе 3**

По итогам детального анализа геологического строения, его влияния на образования зон с остаточной нефтью, проанализированы участки месторождений, которые соответствуют ранее полученным закономерностям. Исходя из этого, подобраны наиболее эффективные геолого-технические мероприятия.

Для новых месторождений основная рекомендация состоит в детальном изучении месторождения, выделении особенностей его геологического строения, связанных с процессом образования продуктивных отложений и ловушек. Исходя из изученного строения, подобрать оптимальную систему разработки с учётом литолого-фациальных и тектонических особенностей строения пласта.

Для уже разрабатываемых месторождений подобран комплекс технологий, направленных на повышение нефтеотдачи продуктивных пластов в результате увеличения степени их охвата. Основные рекомендации заключаются в адаптации текущей системы разработки с учётом детального геологического строения, а также в проведении необходимых геолого-технологических мероприятий, таких как: потокоотклоняющие технологии, водоизоляционные работы, выравнивание профиля приток, бурение боковых стволов, перевод скважин из добывающего в нагнетательный фонд, переход к очаговому и избирательному заводнению.

## ГЛАВА 4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОСВОЕНИЮ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ

### 4.1 Геолого-геофизическая характеристика залежей нефти разрабатываемых месторождений

Большинство залежей в данных отложениях имеют мозаичный характер и ограниченную площадь развития. Отложения коры выветривания являются сложнопостроенными. Основной проблемой при геометризации и прогнозировании коллекторов в данном пласте является невыдержанность коллекторов по площади [31, 33, 56, 77]. По типу, в большинстве случаев, залежи относятся к локальным, литологически, стратиграфически и тектонически экранированным. В ряде случаев по скважинам прослеживаются водонефтяные контакты [22, 97].

Следует отметить, что результаты детальных исследований керн из скважин показали, что в тектонически приподнятых участках площадная кора выветривания может отсутствовать. В то же время по разрезу проницаемые участки фиксируются вдоль зон дизъюнктивных дислокаций :с одной стороны – в виде раскрытых трещин, и с другой стороны – в виде зон выщелачивания и трещиноватости меньшего ранга, сопровождающих более крупные трещины. С позиций развития гипергенных процессов, вышедшие на поверхность предъюрского размыва сформированные зоны трещиноватости, были подвержены процессам образования линейно-трещинных кор выветривания.

Основными геологическими факторами, контролирующими нефтегазоносность доюрского комплекса в пределах участка, являются литолого-стратиграфические, палеогеоморфологические, палеотектонические и структурные условия.

Существование смешанного типа коллектора в верхней части доюрского отложения обусловлено процессами образования вторичной пористости в вулканогенно-осадочных породах, а также наложения систем трещин, связанных с последующими этапами тектонического развития. Эти особенности геологического строения помогают объяснить получение высоких притоков (более 100 м<sup>3</sup>/сут) в некоторых скважинах, вскрывших кору выветривания. Тем не менее следует отметить случаи получения дебитов нефти и газа, которые нельзя рассматривать как промышленно значимые [46, 89, 90].

#### 4.1.1 Общие сведения

Среди изучаемых объектов залежи коры выветривания обнаружены на Потанай-Картопийском, Толумском, Тальниковом, а также Лазаревском (единичные притоки при совместном опробовании юрских пластов) месторождениях.

В пределах Потанайской площади первого месторождения обнаружено 9 залежей нефти (Таблица 4.1). Образования коры выветривания вскрыты в 238 скважинах месторождения, эффективные толщины пласта установлены в 38 скважинах, нефтенасыщенные – в 17 скважинах, вскрывших чисто-нефтяную зону залежей.

Общая толщина продуктивного разреза залежей КВ по скважинам изменяется от 0,9 м до 114,6 м, в среднем составляет 31,8 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам варьируются в широких пределах – от 0,6 м до 31,6 м, при среднем значении параметра – 6,0 м, что говорит о неоднородности строения разреза по данному параметру.

Анализ распределения нефтенасыщенных толщин в скважинах, вскрывших нефтенасыщенный разрез коры выветривания показал, что в

58,9 % случаев разрез в скважинах характеризуется значениями, превышающими 6 м, в т.ч. 17,7 % с толщами более 10 м.

Таблица 4.1 – Общая характеристика залежей КВ. Потанай-Картопьянское месторождение

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км*км	Площадь залежи, тыс. м <sup>2</sup>	Абсолютная отметка/глубина залегания кровли (интервал изменения), м	Абсолютная отметка контактов (интервал изменения), м	Высота залежи, м
1	2	3	4	5	6	7	8
КВ	1	МЛЭ	1,4x1,2	1472	-2069,7 -2291,1	-2096,4	> 65
	2	МЛЭ	1,5x1,0	1333	-2066,1 -2287,6	-2081	> 80
КВ	3	МЛЭ	0,8x0,5	332	-2020,9 -2101,0	-2059,9	> 50
	4	МЛЭ	(3,6-4,4)x (1,3-2,3)	8923	-2048,9 (-2005,7-2098,8) -2222,8 (-2084,0-2347,0)	-2216,5	> 145
	5	МЛЭ	1,6x2,7	868	-2009,1	-2035,3	> 70
	6	МЛЭ	2,0x1,7	2998	-1996,2 -2075,6	-2007,8	> 40
	7	МЛЭ	2,4x1,3	2793	-2040,6 -2514,0 (-2401,7-2626,2)	-2064,9	> 90
	8	МЛЭ	2,8x1,9	4242	-2134,1 (-2123,5-2139,8) -2350,9 (-2217,4-2431,2)	-2161,7	140
	9	МЛЭ	0,6x0,9	578	2134,1 (-2123,5-2139,8) -2350,9 (-2217,4-2431,2)	-2161,7	140
МЛЭ – массивная литологически экранированная							

Коэффициент песчаности низкий, по скважинам изменяется от 0,01 до 0,63, в среднем – 0,18. Большинство скважин (60 %) характеризуются песчаностью менее 0,3.

Залежи коры выветривания на Толумском месторождении имеют ограниченные по площади размеры и характеризуются мозаичным распространением (Рисунок 4.1). Залежи приурочены к сводовым участкам структур, близким к границам зон выклинивания абалакской свиты.

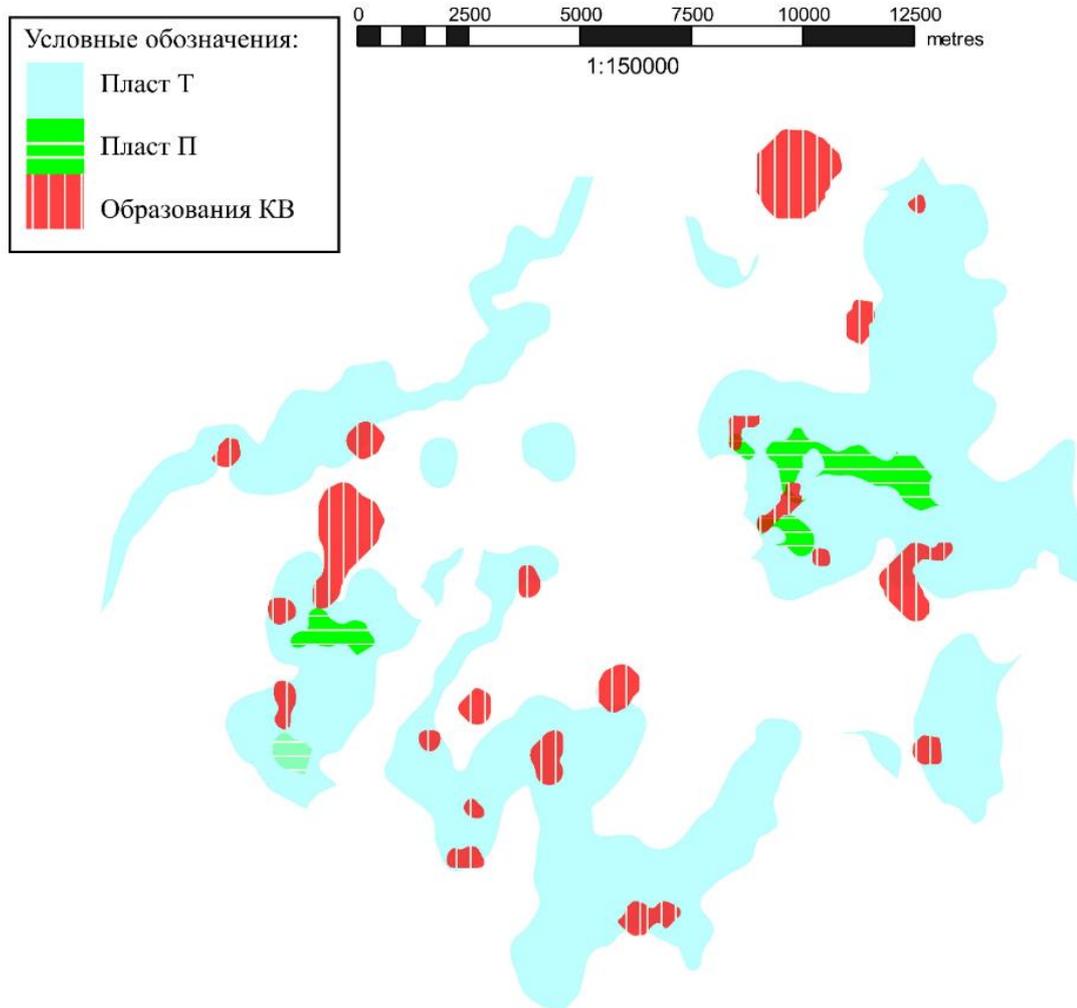


Рисунок 4.1 – Карта совмещенных контуров нефтеносности Толумского месторождения

Продуктивность установлена в 20 залежах (Таблица 4.2). Продуктивные отложения в границах залежей вскрыты 30 скважинами, в том числе ЧНЗ – 28 скважин, ВНЗ – 2 скважины. Коллекторы КВ на месторождении гидродинамически связаны с коллекторами вышележащих пластов П и Т<sup>1</sup>. ВНК принят условно на абсолютной отметке – 1660-1804 м.

Общая толщина образований коры выветривания на месторождении изменяется по скважинам от 4,4 м до 98,6 м, при среднем значении параметра – 30,1 м и коэффициенте вариации – 0,63.

Таблица 4.2 – Общая характеристика залежей коры выветривания. Толумское месторождение

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размер залежи, км x км	Площадь залежи, $10^3 \text{ м}^2$	Абсолютная отметка контактов (интервал измерения), м	Высота залежи, м
КВ	1	ЛЭ	0,7x0,7	359	-1760,0	10
	2	ЛЭ	1,8x2,0	2922	-1800,0	50
	3	ЛЭ	0,8x0,8	828	-1672,0	30
	4	СЭ	1,3x 0,6	329	-1710,0	25
	5	СЭ	0,5x0,5	207	-	25
	6	ЛЭ	0,9x0,8	471	-	7
	7	СЭ	1,2x 1,0	837	-	50
	8	ЛЭ	1,3x0,7	109	-1710,0	20
	9	СЭ	0,5x0,5	162	-1727,0	15
	10	ЛЭ	0,8x0,5	318	-1725,7	15
	11	ЛЭ	0,5x0,3	130	-1685,0	>10
	12	ЛЭ	0,9x0,7	308	-1668,0	20
	13	ЛЭ	1,1x0,5	373	-1672,8	50
	14	ЛЭ	6,5x3,1	2694	-1687,9	85
	15	ЛЭ	1,7x0,8	1232	-1755,0	45
	16	М	0,4x0,4	142	-1722,0	10
	17	ЛЭ	1,4x 0,4	466	-1780,0	25
	18	ЛЭ	0,8x0,3	313	-1780,0	10
	19	ЛЭ	1,0x0,6	484	-1722,0	15
	20	ЛЭ	0,4x0,4	113	-1803,0	13

ЛЭ – литологически экранированная  
СЭ – стратиграфически экранированная  
М – массивная

Эффективные толщины по скважинам варьируют в пределах от 0,8 м до 13,8 м, при среднем значении параметра – 6,1 м и коэффициенте вариации – 0,75.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 0,4 м до 10,6 м, в среднем составляют – 5,7 м, коэффициент вариации – 0,69.

Песчанистость по скважинам, вскрывшим залежи, изменяется от 0,01 до 0,55, в среднем – 0,14, при коэффициенте вариации – 0,97.

Расчлененность в разрезе скважин варьируется от 1 до 11, при среднем значении коэффициента расчлененности – 2,6 и коэффициенте вариации – 0,76.

Толщина песчаных пропластков. Средняя по скважинам толщина песчаных пропластков варьирует от 0,7 м до 8,0 м, при среднем значении – 1,9 м и коэффициенте вариации – 0,88.

Продуктивный разрез сложен песчаными пропластками с толщиной от 0,4 м до 8,0 м, в среднем – 1,5 м, при коэффициенте вариации – 0,89.

Толщина глинистых перемычек. Средние по скважинам значения толщин глинистых перемычек варьируются от 1,0 до 45,0 м, при среднем значении – 10,8 м и коэффициенте вариации – 0,77.

В нефтенасыщенном разрезе толщина глинистых пропластков изменяется от 0,2 м до 17,6 м, среднее значение по пласту составляет 2,4 м, коэффициент вариации равен 1,54, что говорит о высокой степени неоднородности разреза по данному параметру.

#### **4.1.2 Литологическая характеристика залежей**

Исходя из изучения описания керна по скважинам Потанай-Картопьянского месторождения видно, что они имеют различные исходные породы, вследствие чего и разную степень преобразованности. Но, тем не менее, во всех скважинах наблюдается общая зональность, описанная выше.

Так, например, в скважине 2П исходным материалом являются кварциты и гранодиориты, которые сменяются конгломератами (с резким запахом нефти), песчаниками и черным аргиллитом с зеленоватым оттенком, затем снова повторяется ряд «конгломерат-печанник-аргеллит». В верхних прослоях аргиллита встречаются трещины, залеченные кальцитом.

В скважине 5Р исходным материалом является зеленовато-серая метаморфизованная порода, очень крепкая, известковистая, трещиноватая. Трещины и микротрещины выполнены кальцитом и различно ориентированы.

Вверх по разрезу наблюдаются сильно выветрелые породы фундамента, каолинизированные, трещиноватые, со слабым запахом нефти. Затем всё переходит в темноцветные аргиллиты.

В скважине 46Р исходной породой является серая эффузивная порода, слабо трещиноватая, слабо выветрелая, которая затем сменяется сильно выветрелой породой ржаво-серого цвета.

В скважине 65Р в качестве исходной породы является туфогенная порода зеленовато-серого цвета, массивная, слабо трещиноватая. Затем данная порода постепенно сменяется на песчаники и аргиллиты. В аргиллитах выделяются трещиноватость и запахи нефти.

В скважине 115Р породы коры выветривания вскрыты на глубинах 2277-2296 метров. Кора выветривания темно-серая, коричневатая, сильно выветрелая, участками разрушена до дресвы, в средней части слоя кавернозная, интенсивно перемятая в складки, разбита сетью извилистых, разнонаправленных трещин, выполненных кальцитом, хлоритом. Представлена палеотипными, сильно метаморфизованными породами основного состава. По всему слою отмечены выпоты нефти, как по основной массе, так и по трещинам. Ниже по разрезу сменяется на светло-серую, серую породу с зеленоватым оттенком, плотную, весьма крепкую – твердость 5-6 по шкале Мооса. Порода разбита сетью прямых тонких трещин, выполненных кальцитом. Нижние 5 см слоя порода имеет темно-зеленый цвет, основной состав, массивную текстуру, генезис эффузивный.

#### **4.2 Промысловая характеристика залежей**

Потанай-Картопьянское месторождение открыто в 1966 году, введено в пробную эксплуатацию в октябре 1992 года, закачка воды производится с 2002 года. Добыча из отложений коры выветривания началась в 1996 году в скважине 5Р совместно с юрскими пластами.

Сложность в оценке промысловых характеристик залежей заключается в том, что основным объектом месторождений являются юрские пласты, в то время как отложения коры выветривания являются второстепенными. Обычно их эксплуатирует совместно, либо нижние интервалы подключают, когда обводненность верхних интервалов достигла критических значений или выработали достаточное количество запасов для поддержания темпов добычи.

На Рисунках 4.2-4.3 видно, что скважины работают длительное время с низкой обводненностью, падение добычи нефти по скважине № 2П падает плавно, динамика добычи по скважине № 115Р изменяется скачкообразно.

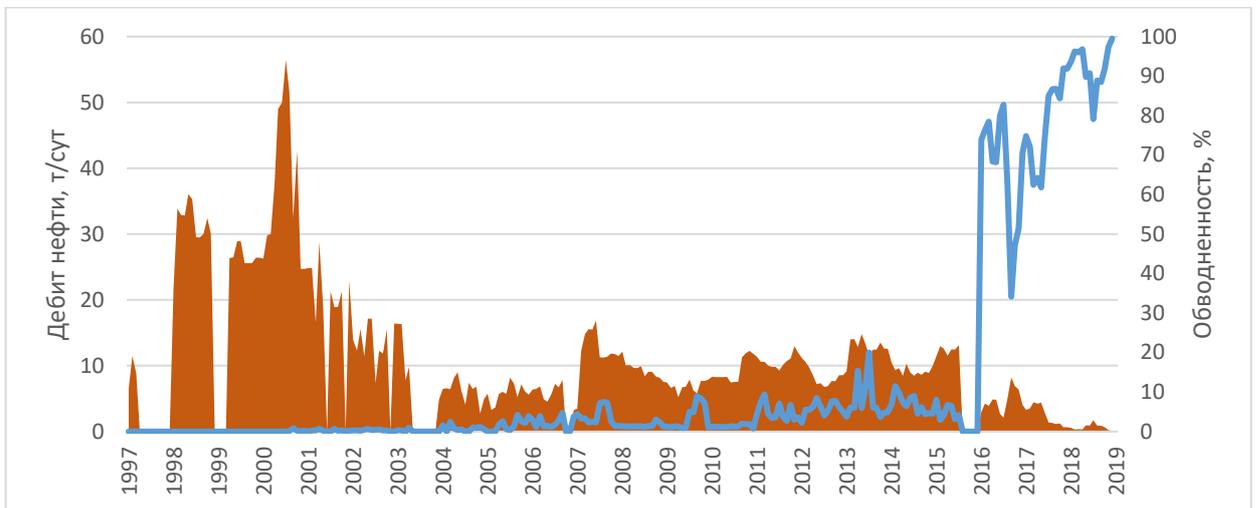


Рисунок 4.2 – Динамика добычи и обводненности скважины № 2П

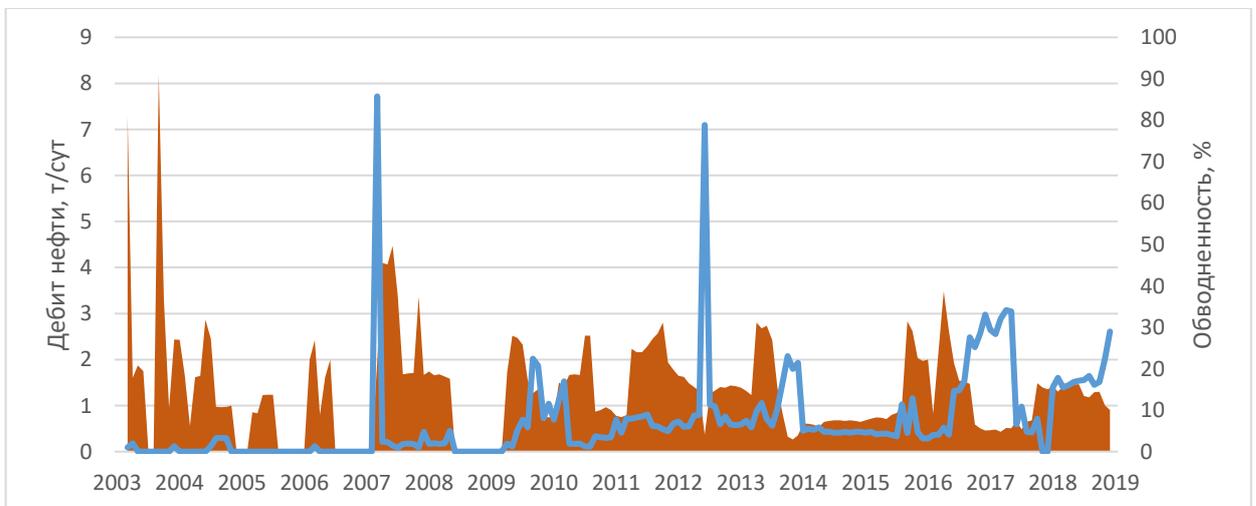


Рисунок 4.3 – Динамика добычи и обводненности скважины № 115Р

### 4.3 Закономерности распределения залежей

Для изучения закономерностей распределения залежей углеводородов в КВ построены структурные карты по кровле фундамента (отражающий горизонт А) для Толумского и Потанай-Картопьянского месторождений. Также на этой карте отображены зоны распространения залежей КВ и тектонические нарушения (Рисунки 4.4-4.5).

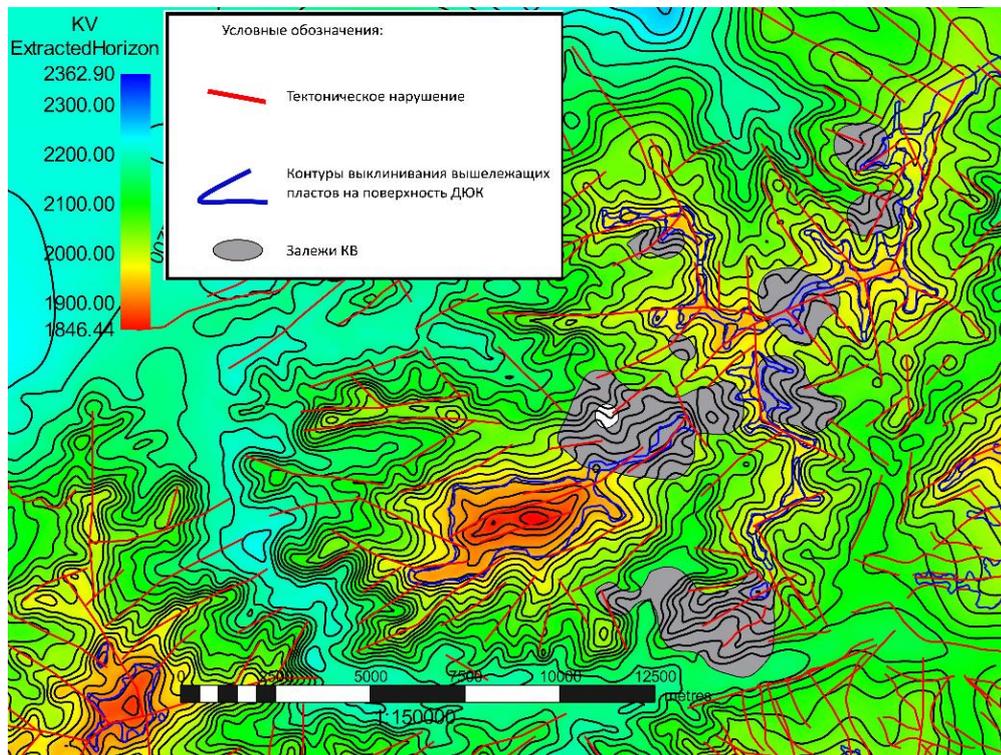


Рисунок 4.4 – Структурная карта кровли доюрского комплекса.  
Потанай-Картопьянское месторождение

Исходя из анализа данных карт, можно увидеть, что все залежи Потанай-Картопьянского месторождения связаны с зонами тектонических нарушений и находятся вблизи областей выклинивания вышележащих пластов.

Аналогичная картина наблюдается для большинства залежей Толумского месторождения. В свою очередь залежей, находящихся вблизи тектонических нарушений, меньше. Возможно, это связано с тем, что при

интерпретации сейсмических данных пропущена часть тектонических нарушений.

Исходя из этого, можно выделить перспективную зону для поиска новых залежей УВ на Потанай-Картопьянском месторождении (Рисунок 4.6).

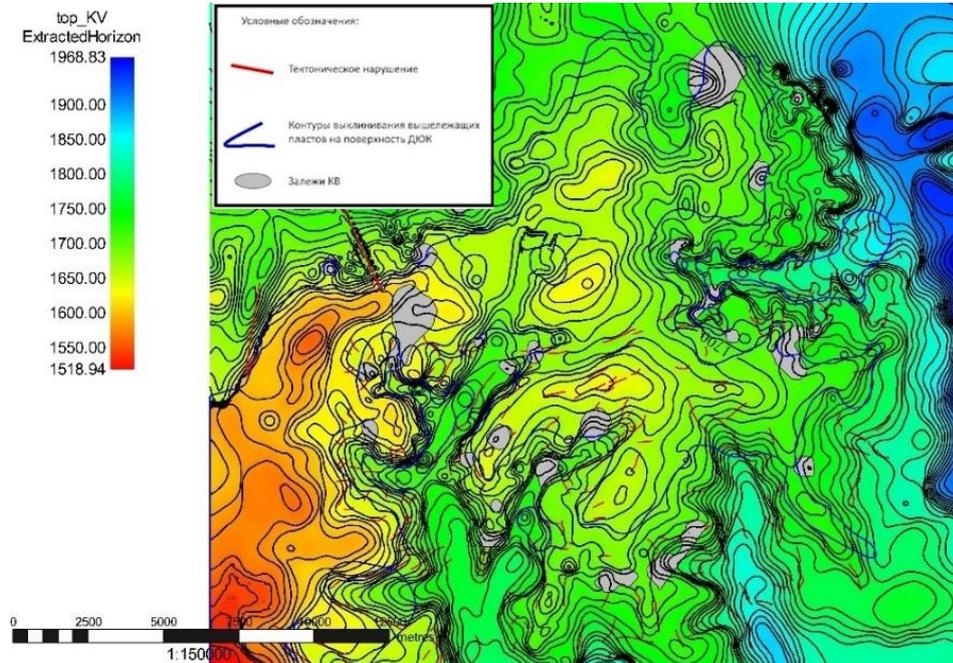


Рисунок 4.5 – Структурная карта кровли доюрского комплекса.

Толумское месторождение

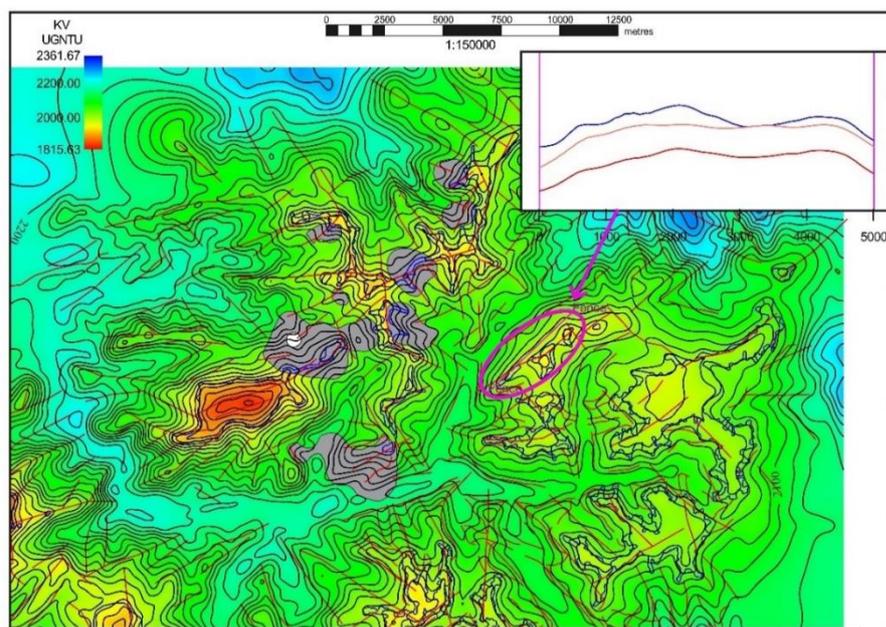


Рисунок 4.6 – Предполагаемая зона для открытия новых залежей УВ

Анализ геологических условий нефтегазоносности на открытых залежах ДЮК позволил сформировать следующие критерии нефтегазоносности доюрского комплекса в пределах исследуемого региона:

- 1) Близость к контурам выклинивания пластов;
- 2) Наличие разломной тектоники;
- 3) Наличие повышенных частей доюрского фундамента;
- 4) Наличие выдержанного флюидоупора.

Для оценки прогнозных ресурсов по предлагаемой зоне, расчётные параметры взяты на основе подобия с уже открытыми залежами. Коэффициент пористости составил 0,175 д. ед., нефтенасыщенности – 0,61 д. ед., плотность нефти – 0,820 г/см<sup>3</sup>, пересчетный коэффициент – 0,91 д. ед.. Нефтенасыщенная толщина оценена по высоте структуры и открытым залежам и составила 5,5 м. Предполагаемая площадь нефтеносности – 2 800 тыс. м<sup>2</sup>.

В Таблице 4.3 приведены результаты оценки запасов нефти по предполагаемой залежи.

Таблица 4.3 – Оценка ресурсов по предполагаемой залежи

Предполагаемая площадь, тыс. м <sup>2</sup>	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Коэффициенты, д. ед.			Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т
		Открытой пористости	Нефтенасыщенности	Пересчетный		
2800	5,5	0,175	0,61	0,91	0,820	1 227

#### Выводы по главе 4

Анализ геологических условий нефтегазоносности на открытых залежах доюрского комплекса позволил сформировать следующие критерии его нефтегазоносности в пределах исследуемого региона.

Известные залежи углеводородов в коре выветривания приурочены к областям геодинамической активности и магматизма средне-

позднепалеозойского и пермь-триасового времени, в пределах региональных структурно-формационных зон. Данные области характеризуются разнородным вещественным составом доюрского субстрата. Благоприятным можно считать проявления магматизма и сопутствующие тектоно-гидротермальные процессы, сопровождающиеся контактово-метаморфическими и гидротермально-метасоматическими преобразованиями пород, влияющими на фильтрационно-емкостные свойства доюрского субстрата.

К благоприятным факторам, которые могут рассматриваться, как критерии нефтегазоносности, относятся:

– Наличие структурных выступов поверхности доюрского комплекса на вышележащие отложения.

– Наличие коры выветривания в апикальных и склоновых частях структурных выступов.

– Наличие зон разуплотнения, сопровождающих зоны разрывных нарушений верхней части доюрского комплекса.

– Наличие покрывки, залегающей непосредственно, либо с маломощными подстилающими осадками на породах доюрского комплекса.

В связи с малоизученной природой происхождения и историей формирования нефтяных залежей в породах доюрского комплекса, нет оснований утверждать, что вышеуказанные критерии являются исчерпывающими. В некоторых конкретных геологических ситуациях некоторые из них могут отсутствовать, либо их наличие не является достаточным для формирования залежей углеводородов. Однако можно утверждать, что при выполнении большего числа из упомянутых критериев, повышается статистическая вероятность обнаружения залежей.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В строении Западной-Сибирской плиты на данной территории выделяются три структурных этажа: складчатый фундамент палеозойского возраста (нижний), вулканогенный породы триасового возраста (средний) и мезозойско-кайнозойский осадочный чехол (верхний). Нижний и средний этажи объединены в доюрский комплекс отложений, в кровле которого выделяются отложения коры выветривания. В разрезе выделяется два нефтеносных комплекса, связанных с доюрским комплексом (в трещиноватых породах фундамента и его коре выветривания) и юрскими нижнемеловыми отложениями осадочного чехла (тюменская, вогулкинская и абалакская свиты).

Залежи в юрских отложениях характеризуются сложным геологическим строением: невыдержанность эффективных толщин как по площади, так и по разрезу, изменчивость фильтрационно-емкостных характеристик, наличие тектонических нарушений, зон выклинивания на доюрский комплекс и замещений коллекторов непроницаемыми породами. В связи с этим, все месторождения относятся к типу сложных и очень сложных.

Отложения коры выветривания являются перспективными объектами для поиска и освоения запасов углеводородов. Обладают различными коллекторскими свойствами. Образуются за счёт процессов палеогипергенеза и тектонических процессов. По типу коллектора – порово-кавернозный, порово-трещинный и кавернозно-порово-трещинный. Высокие значения проницаемости связаны с трещиноватыми коллекторами.

2. Проведен анализ геологического строения месторождений и получены актуальные геолого-гидродинамические модели месторождения. В качестве особенностей геологического строения месторождений можно выделить следующие: многопластовые залежи, невыдержанность по площади и разрезу, наличие тектонических нарушений и полифациальное строение.

Выделены причины образования зон остаточных запасов нефти: геологические (первичные) и технологические (вторичные). Первичные причины можно разделить на две подгруппы, непосредственно связанные с геологическим строением пласта – конседиментационные и постседиментационные, а также на подгруппу по физико-химическим свойствам флюидов.

По результатам проведенного анализа влияния фациальных особенностей формирования продуктивных отложений на выработку запасов, можно утверждать, что в зонах развития русловых отложений выработка происходит равномерно. Образование зон с остаточными запасами объясняется сложным строением коллектора как по площади, так и по разрезу, которое выражается резкой сменой фациальных обстановок формирования отложений, как по латерали, так и по вертикали. Таким образом, лучше вырабатываются области, соответствующие русловым фациям, имеющим более высокие значения ФЕС, запасы нефти в области внерусловой фации разрабатываются слабо из-за умеренных ФЕС и своей невыдержанности по площади и по разрезу.

По результатам прямых (трассерные исследования) и косвенных (корреляционный анализ между добывающими и добывающими/нагнетательными скважинами) методов часть разломов является непроницаемыми, что приводит к образованию зон остаточных запасов, приуроченных к тектоническим экранам.

Формирование зон остаточных запасов связано с технологическими факторами, к ним относится несформированность системы разработки месторождений, а также нерациональное использование естественной энергетики залежей. Это приводит к образованию промытых зон, понижению пластового давления, выделению растворенного газа.

3. Подобран комплекс наиболее эффективных геолого-технических мероприятий по освоению углеводородного потенциала юрских отложений:

– Для новых месторождений основной рекомендацией является детальное изучение месторождения, выделение особенностей его геологического строения, связанных с процессом образования продуктивных отложений и ловушек. Исходя из изученного строения – подбор оптимальной системы разработки с учётом литолого-фациальных и тектонических особенностей строения пласта.

– Для разрабатываемых месторождений подобран комплекс технологий, направленных на повышение нефтеотдачи продуктивных пластов в результате увеличения степени их охвата. Основные рекомендации заключаются в адаптации текущей системы разработки с учётом детального геологического строения, а также в проведении необходимых геолого-технологических мероприятий, таких как: потокоотклоняющие технологии, водоизоляционные работы, выравнивание профиля приток, бурение боковых стволов, перевод скважин из добывающего в нагнетательный фонд, переход к очаговому и избирательному заводнению.

4. По результатам детального изучения геологического строения ранее открытых залежей в коре выветривания подобраны наиболее благоприятные факторы, которые могут рассматриваться, как критерии нефтегазоносности:

– Наличие структурных выступов поверхности ДЮК.

– Наличие коры выветривания в апикальных и склоновых частях структурных выступов.

– Наличие зон разуплотнения, сопровождающих зоны разрывных нарушений верхней части ДЮК.

– Наличие покрышки, залегающей непосредственно, либо с маломощными подстилающими осадками на породах доюрского комплекса.

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

ВНЗ – водонефтяная зона

ВНК – водонефтяной контакт

ГДИ – гидродинамические исследования

ГИС – геофизические исследования скважин

ГРП — гидроразрыв пласта

ДЮК – доюрский комплекс

КВ – кора выветривания

КИН – коэффициент извлечения нефти

ЛУ – лицензионный участок

ЛФА – литофациальный анализ

МОВ – метод отраженных волн

МОГТ – метод общей глубинной точки

ОФП – относительные фазовые проницаемости

ППД — поддержание пластового давления

ПС – метод потенциалов собственной поляризации

РИГИС – результаты интерпретации ГИС

УВ – углеводороды

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ЧНЗ – чисто нефтяная зона

ШНГР – Шаимский нефтегазоносный район

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азаров, Е. С. Определение зон остаточных извлекаемых запасов нефти в терригенных коллекторах Шаимского нефтегазоконденсатного района с учетом структуры остаточной нефтенасыщенности: Диссертация кандидата технических наук: 2.8.4. – Москва, 2022 – 146 с.

2. Арефьев, С. В. Особенности выработки запасов нефти юрско-нижнемеловых отложений на основании уточнения литолого-фациального строения месторождения / С. В. Арефьев, В. В. Никифоров, Ю. А. Котенёв и др. // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 3(256). – С. 26-31.

3. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа». / Ред. Э. А. Ахпателов, В. А. Волков, В. Н. Гончарова и др. // Ханты-Мансийск. – 2004 г. – 148 с.

4. Баренблатт, Г. И. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа / Г. И. Баренблатт, В. М. Енгов, В. М. Рыжик – М.: Недра, 1972. – 288 с.

5. Белоусов, С. Л. Палеофациальный анализ отложений тюменской свиты Краснотенинского месторождения / С. Л. Белоусов, О. А. Хурамшина, С. В. Шабакова, и др. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 3(36). – С. 8-12.

6. Бененсон, В. А. Основные критерии прогноза нефтегазоносности доюрских отложений молодых плит / В. А. Бененсон, Н. В. Запывалов, Н. Я. Кунин и др // Советская геология. – 1978. – № 5 – С. 16-26.

7. Березин, В. М. Фазовые проницаемости продуктивных песчаников для нефти и воды / В. М. Березин // Тр. УфНИИ. – 1967. – Вып. 36. – С. 40-44.

8. Березин, В. М. Остаточная нефтенасыщенность продуктивных песчаников пластов девона / В. М. Березин, В. В. Гизатуллина, В. И. Шутихин и др // Нефтяное хозяйство-1982. – № 6. – С. 34-37.

9. Березин, В. М. Фазовые проницаемости продуктивных песчаников для нефти и воды. Разработка и увеличение нефтеотдачи нефтяных

месторождений / В. М. Березин // Науч. тр. УфНИИ. – 1967. – Вып. XVII. – С. 30-41.

10. Бочкарев, В. С. Докембрийские и палеозойские формации Западной Сибири / В. С. Бочкарев, В. Г. Кривоносов // Тектоника платформенных областей. Новосибирск: Наука. – 1988. – С. 89-104.

11. Бочкарев, В. С. Палеозой и триас Западной Сибири / В. С. Бочкарев, А. М. Брехунцов, Н. В. Дещеня // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44. – № 1-2. – С. 120-143.

12. Бочкарев, В. С. Структурно-формационный анализ глубоких горизонтов нижнеюрско-палеозойских комплексов Западной Сибири с целью выделения главных зон нефтегазонакопления и концентрации поисковых работ / В. С. Бочкарев // Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень. – 1990. – Кн. 1. – С. 232.

13. Быченков, К. Д. Увеличение темпов выработки запасов путем искусственного воздействия на пласт / К. Д. Быченков, Н. В. Шабрин, Д. И. Северов // Материалы 72-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ – 2021. – Т. 1. – С. 48.

14. Вафин, Р. В. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты многофункциональной химической композицией / Р. В. Вафин, Р. А. Гилязетдинов, Р. И. Хамзин и др. // Инженерная физика. – 2023. – № 8. – С. 3-8.

15. Волков, М. А. Особенности строения залежи нефти в связи с литологической изменчивостью коллекторов в отложениях тюменской свиты Красноленинского месторождения / М. А. Волков, В. К. Рыбак // Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности / Геология и нефтегазоносность отложений тюменской свиты. – 2015. – С. 283-285.

16. Геология нефти и газа: Учебник для вузов / Э. А. Бакиров, В. И. Ермолкин, В. И. Ларин и др.; под ред. Э. А. Бакирова. – М.: Недра, 1990. – 240 с.

17. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Уральская серия. Лист Р-41 – Ивдель. Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2007. – 318 с. + 17 вкл. (МПР России, Роснедра, ФГУП «ВСЕГЕИ», ФГУП «ЗапСибГеоНАЦ», ОАО «УГСЭ»).

18. Грачев, М. Л. Компенсационное регулирование системы поддержания пластового давления / М. Л. Грачев, В. В. Никифоров, Н. В. Шабрин // Материалы 72-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ – 2021. – Т. 1. – С. 56.

19. Грачев, С. И. Влияние условий осадконакопления отложений тюменской свиты на выработку запасов нефти / С. И. Грачев, С. В. Арефьев, В. В. Юдчиц и др. // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 9(645). – С. 19-24.

20. Грачев, С. И. Особенности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти неоднородных коллекторов тюменской свиты (на примере месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь») / С. И. Грачев, В. В. Юдчиц, В. С. Дручин и др. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 10. – С. 192-201.

21. Дещеня, Н. П. Особенности выделения коллекторов в породах коры выветривания палеозойского фундамента на примере Даниловского месторождения / Н. П. Дещеня, Б. Я. Глушков, В. А. Лебедева и др. // Горные ведомости. – Тюмень. – 2004. – № 2. – С. 21-27

22. Дмитриевский, А. Н. Моделирование геологического строения и механизмов формирования и размещения скоплений нефти и газа в доюрских комплексах Западной Сибири / А. Н. Дмитриевский, В. Л. Шустер, С. А. Пунанова и др. // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2012. – № 2(6). – С. 5.

23. Жеро, О. Г. О перспективах нефтегазоносности доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты / О. Г. Жеро, Л. В. Смирнов, В. С. Сурков / Геология и геофизика. – М., 1968. – № 11. – С. 3-11.

24. Журавлев, Е. Г. Кора выветривания фундамента и ее влияние на формирование нефтегазоносных горизонтов Западной Сибири / Е. Г. Журавлев, Т. А. Лапинская – М.: Недра. – 1976. – 173 с.

25. Захаренко, В. А. Состояние и пути повышения эффективности извлечения трудноизвлекаемых запасов среднеюрских залежей нефти. / В. А. Захаренко, И. В. Шпуров // Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности / Разработка залежей тюменской свиты. – 2015. – С. 9-25.

26. Зацепин, О. Г. Перспективы увеличения дебитов нефти из низкопроницаемых пластов тюменской свиты современными технологиями / О. Г. Зацепин, В. В. Икс, А. В. Стенькин и др. // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: Материалы в 2-х томах, Октябрьский, 29 апреля 2016 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2016. – С. 170-175.

27. Зацепин, О. Г. Проблемы интенсификации добычи нефти в низкопродуктивных пластах сложного геологического строения месторождений Краснотурганского свода Западной Сибири / О. Г. Зацепин, А. В. Стенькин, В. В. Икс и др. // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: Материалы в 2-х томах, Октябрьский, 29 апреля 2016 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2016. – С. 166-170.

28. Зубков, М. Ю. Механизм формирования углеводородных залежей в породах фундамента Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / М. Ю. Зубков, М. Ф. Печеркин // Тезисы докладов Международной научно-практической конференции «Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов», Москва. – 2001. – С. 19-20.

29. Зубков, М. Ю. Перспективы промышленной нефтегазоносности кровельной части доюрского комплекса Шаимского района. / М. Ю. Зубков, В. В. Шелепов, М. Ф. Печеркин и др. // В кн.: Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО, Ханты-Мансийск. – 1999. – С. 173-185.

30. Иванов, В. А. Система разработки малопродуктивного зонально-неоднородного нефтяного пласта / В. А. Иванов // Научно-технический журнал Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 8. – С. 5-11.

31. Иванов, К. С. Основные черты строения доюрского фундамента Шаимского нефтегазоносного района / К. С. Иванов, В. В. Кормильцев, Ю. Н. Федоров и др. // Шестая научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». Ханты-Мансийск. – 2003. – С. 102-113.

32. Иванова, И. В. Сложности построения трехмерных геологических моделей тюменской свиты месторождений Шаимского района на примерах Сыморьяхского, Тальникового, Мортымья–Тетеревского и Лазаревского месторождений, отдельных залежей Шушминского месторождения / И. В. Иванова // Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности / Геология и нефтегазоносность отложений тюменской свиты. – 2015. – С. 147-153.

33. Ковешников, А. Е. Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений ХМАО на примере корреляции доюрских отложений Шаимского района и Моховского срединного массива (Томская область) / А. Е. Ковешников, Л. Н. Бружес // Седьмая научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». Ханты-Мансийск. – 2004. – Т. 1. – С. 72-78.

34. Конторович, А. Э. Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / А. Э. Конторович, О. Ф. Стасова, А. С. Фомичев // Геология нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск. / Труды СНИИГГиМС. – 1964. – Вып. 32 – С. 27-39.

35. Конторович, А. Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972-1012.

36. Котенёв, Ю. А. Геолого-промысловый анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи / Ю. А. Котенев, В. Е. Андреев, Ю. П. Ягафаров и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – 145 с.

37. Котенёв, Ю. А. Научно-методические основы повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти с применением методов увеличения нефтеотдачи: Диссертация д. т. н.: 25.00.17. – Уфа, 2004. – 314 с.

38. Кузнецова, Г. В. Особенности геологического строения группы Семивидовского и Толумского месторождений Шаимского нефтегазоносного района / Г. В. Кузнецова, Н. О. Азарова, О. А. Горбачева и др. // Горные ведомости. – 2010. – № 7(74). – С. 62-71.

39. Курышева, Н. К. Прогнозирование, картирование залежей нефти и газа в верхней части доюрского комплекса по сейсмогеологическим данным в Шаимском нефтегазоносном районе и на прилегающих участках: Диссертация к. г.-м. н. наук: 25.00.12. – Тюмень, 2005 – 236 с.

40. Лобусев, А. В. Закономерности, выявленные в ходе трассерных исследований по уточнению геологического строения сложно построенных залежей нефти / А. В. Лобусев, М. А. Лобусев, Р. А. Махаматханов // Территория нефтегаз – Москва. – 2013 г. – № 10 – С. 30-35.

41. Лобусев, А. В. Минимизация информационных потерь при учете неоднородностей микроуровня в процессе геологического моделирования / А. В. Лобусев, П. Н. Страхов, М. А. Лобусев и др. // Территория нефтегаз – Москва. – 2012 г. – № 6. – С. 76-79.

42. Лозин Е. В. Эффективность доразработки нефтяных месторождений. Уфа: Башкирское книжное издательство, 1987. – 152 с.

43. Мирсаева, А. А. Анализ системы разработки нефтяного месторождения со сложным тектоническим строением / А. А. Мирсаева, Н. В. Шабрин, В. В. Никифоров // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: Сборник научных трудов. Том 7 (12). – Уфа: Общество с ограниченной ответственностью «Издательство научно-технической литературы «Монография», 2018. – С. 221-229.

44. Михайлец, Н. М. Оценка перспектив нефтегазоносности фундамента Шаимского нефтегазоносного района / Н. М. Михайлец // Экспозиция Нефть Газ. – 2010. – № 6(12). – С. 14-15.

45. Михайлов, Н. Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. – М.: Недра. – 1992. – 272 с.

46. Москвин В. И. Источники нефти в залежах Шаимского нефтегазоносного района Западной Сибири / В. И. Москвин, В. П. Данилова, Е. А. Костырева и др. // Геология и геофизика. — 2004. – Т. 45, № 6. – С. 730-741.

47. Мухаметшин, В. Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 4. – С. 47-50.

48. Назарова, Л. Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учеб. пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2011. – 156 с.

49. Некрасов, В. И. Основные этапы развития Шаимского нефтегазоносного района / В. И. Некрасов, М. Р. Садыков, М. Ф. Пустовалов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 6. – С. 14-15.

50. Нестеров, И. И. Экранирующие свойства глинистых пород над залежами нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / И. И. Нестеров, И. Н. Ушатицкий // М: Недра. – Советская геология. № 5 – 1971. – С. 51-63

51. Никифоров, В. В. Геодинамические особенности формирования залежей нефти Шаимского нефтегазоносного района и повышение

эффективности нефтеизвлечения / В. В. Никифоров, Ю. А. Котенёв // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 12(265). – С. 16-19.

52. Никифоров, В. В. Геолого-физические особенности формирования и выработки запасов нефти залежей, осложненных разрывными нарушениями / В. В. Никифоров, Ю. А. Котенёв // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 6. – С. 23-30.

53. Никифоров, В. В. Геотектонические критерии потенциала нефтегазоносности Шаимского региона / В. В. Никифоров, Ю. А. Котенёв // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. – 2022. – Т. 42, № 1(105). – С. 39-47.

54. Никифоров, В. В. Подбор эффективных геолого-технических мероприятий с учетом литолого-фациальных особенностей осадконакопления продуктивных отложений / В. В. Никифоров, Н. В. Шабрин, А. Р. Шарафутдинов и др. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: Сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 25 марта 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет – 2022. – С. 191-195.

55. Никифоров, В. В. Предложения по освоению остаточных запасов нефти месторождения Шаимского нефтегазоносного района со сложным разломно-блоковым строением / В. В. Никифоров, А. В. Стенькин, Ю. А. Котенёв и др. // Территория Нефтегаз. – 2022. – № 5-6. – С. 56-63.

56. Печеркин, М. Ф. Новые данные о строении и перспективах нефтегазоносности доюрских отложений Яхлинской площади / М. Ф. Печеркин, А. А. Качкин, С. С. Говоров // Геофизика. – 2003. – № 1. – С. 28-30.

57. Пунанова, С. А. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы / С. А. Пунанова, В. Л. Шустер // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 6. – С. 20-26.

58. Савенко, В. А. Структурно-палеогеографические особенности средне-верхнеюрских продуктивных горизонтов Шаимского нефтегазоносного района и прилегающих территорий Западной Сибири / В. А. Савенко, В. П. Алексеев, Э. О. Амон // Труды Института геологии и геохимии им. академика А. Н. Заварицкого. – 2009. – № 156. – С. 81-85.

59. Сазоненко, Д. Ф. Типы разрезов юрско-меловых отложений Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / Д. Ф. Сазоненко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2001. – № 10. – С. 16-19.

60. Сайпушева, Л. Н. Вещественный состав и строение доюрских образований Шаимского нефтегазоносного района в связи с перспективами нефтегазоносности: Диссертация к. г.-м. н. наук: 25.00.06. – Москва, 2003 – 236 с.

61. Скрылев, С. А. К обоснованию объектов разработки залежей нефти тюменской свиты Талинской площади / С. А. Скрылев, Л. С. Бриллиант // Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности / Разработка залежей тюменской свиты. – 2015. – С. 212-217.

62. Состав и генезис отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / В. П. Алексеев, Ю. Н. Федоров, А. В. Маслов и др.; под ред. В. П. Алексеева. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. – 209 с.

63. Стенькин, А. В. Методическое обоснование повышения выработки запасов нефти месторождений, осложненных тектоническими нарушениями / А. В. Стенькин, Ю. А. Котенёв, Ш. Х. Султанов и др. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 214-223.

64. Стенькин, А. В. Геологическое и экспериментальное обоснование применения пресных вод для повышения эффективности выработки запасов нефти юрских отложений (на примере Шаимского нефтегазоносного района):

Диссертация кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.12. – Уфа, 2020. – 181 с.

65. Стенькин, А. В. Повышение эффективности выработки запасов нефти юрских отложений Шаимского региона / А. В. Стенькин, Ю. А. Котенёв, Ш. Х. Султанов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 4. – С. 53-57.

66. Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / Э. О. Амон, В. П. Алексеев, А. Ф. Глебов, В. А. Савенко, Ю. Н. Федоров; под ред. В. П. Алексеева. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2010. – 257 с.

67. Страхов, П. Н. Вероятностная оценка проницаемости отложений верхней части Тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района / П. Н. Страхов, А. А. Маркелова // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. – 2022. – Т. 23, № 3. – С. 224-231.

68. Строение и корреляция отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / В. П. Алексеев, Ю. Н. Федоров, В. А. Савенко; под ред. В. П. Алексеева. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2009. – 227 с.

69. Сургучев, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов – М.: Недра. – 1985. – 308 с.

70. Сургучев, М. Л. Факторы, влияющие на состояние остаточной нефти в заводненных пластах. / М. Л. Сургучев, Э. М. Симкин // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 9. – С. 31-36.

71. Сургучев, М. Л. Физико-химические процессы, микропроцессы в нефтегазоносных пластах / М. Л. Сургучев, Ю. В. Желтов, Э. М. Симкин // – М.: Недра. – 1984. – 330 с.

72. Сынгаевский, П. Е. Формация коры выветривания в осадочном цикле Западно-Сибирского бассейна / П. Е. Сынгаевский, С. Ф. Хафизов // Геология нефти и газа. – 1999. – № 11-12 – С. 22-30.

73. Теория нефтегазонакопления / И. И. Нестеров, В. И. Шпильман – М.: Недра. – 1987. – 232 с.

74. Топешко, В. А. Продуктивные комплексы Шаимского нефтегазоносного района (НГР) / В. А. Топешко, В. О. Красавчиков, С. М. Каменецкая и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 1. – С. 90-97.

75. Файзуллин, И. Ф. Обоснование применения ГРП на месторождении Западной Сибири / И. Ф. Файзуллин, Н. В. Шабрин, А. Н. Халиков // Материалы 71-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ – 2020. – Т. 1. – С. 58.

76. Федоров, Ю. Н. Новые геологические данные и перспективы прироста активных запасов нефти в Шаимском нефтегазоносном районе / Ю. Н. Федоров, В. П. Алексеев, К. С. Иванов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 6. – С. 22-25.

77. Федоров, Ю. Н. Строение и перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса территории ХМАО: новые подходы и методы. / Ю. Н. Федоров, К. С. Иванов, М. Р. Садыков и др. // Седьмая научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». Ханты-Мансийск. – 2004. – С. 79-90.

78. Хайредин, Н. Ш. Геолого-промысловый анализ разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного района / Н. Ш. Хайредин, А. А. Шамсуаров, М. Ф. Пустовалов и др. // Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения / Академия наук Республики Башкортостан Научно-исследовательский институт по повышению нефтеотдачи пластов (НИИнефтеотдача). Том Выпуск 2. – Уфа: Издательство «Реактив», 2000. – С. 28-30.

79. Ханин, А. А. Порода-коллекторы нефти и газа и их изучение / М.: Недра, 1969. – 368 с.

80. Хисамутдинов, Н. И. Разработка нефтяных пластов в поздней стадии / Н. И. Хисамутдинов, Р. Х. Гильманова, И. В. Владимиров и др. // Геология и

разработка нефтяной залежи в поздней стадии. Том I. – М.: ВНИИОЭНГ, 2004. – 252 с.

81. Чудинова, Д. Ю. Обоснование выделения различных категорий остаточных запасов нефти и технологий их выработки (на примере группы пластов БС сортымской свиты): Диссертация к. г.-м. н. наук: 25.00.12. – Уфа, 2018 – 134 с.

82. Шабрин, Н. В. Влияние технологических факторов на выработку запасов на примере месторождения Шаимского региона / Н. В. Шабрин, В. В. Никифоров, А. Р. Шарафутдинов // Актуальные проблемы науки и техники – 2023: сб. материалов XVI Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых и специалистов (Уфа, 27 марта –31 марта 2023 г.): в 2 т. /под общ. ред. канд. техн. наук Рабаева Р.У. – Уфа: УНПЦ «Изд-во УГНТУ», 2023. – С. 119-120.

83. Шабрин, Н. В. Влияние фациальных обстановок осадконакопления тюменской свиты на эффективность извлечения и выработку запасов углеводородов / Н. В. Шабрин, А. В. Стенькин, А. Ю. Котенёв // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. – 2022. – Т. 43, № 2(106). – С. 36-45.

84. Шабрин, Н. В. Выработка запасов нефти в условиях массового применения гидроразрыва пласта / Н. В. Шабрин, А. Н. Халиков, Д. Ю. Чудинова // Материалы 72-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ, Т. 1 – 2021 г. – С. 75.

85. Шабрин, Н. В. Геолого-промысловое обоснование совершенствования системы заводнения юрских отложений месторождений Шаимского района / Н. В. Шабрин, М. Ю. Котенёв, В. В. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: Сборник трудов международной научно-технической конференции Октябрьский, в г. Октябрьском, 2022. – С. 293-297.

86. Шабрин, Н. В. Геолого-промысловый анализ энергетического состояния юрских отложений месторождения Шаимского региона /

Н. В. Шабрин, И. Ф. Файзуллин // Материалы 71-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ-2020. –Т. 1. – С. 61.

87. Шабрин, Н. В. Геометризация геологических тел продуктивных отложений северо-восточной части ШНГР / А. Р. Шарафутдинов, В. В. Никифоров, Н. В. Шабрин и др. // Материалы международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ и 100-летию ученого Александра Ивановича Спивака. 23-24 ноября 2023 года, 2023 – С. 210-211.

88. Шабрин, Н. В. Использование корреляционного анализа для оценки взаимодействия скважин на месторождении со сложной тектонической обстановкой / Н. В. Шабрин, А. Н. Гарайшин // Тезисы докладов 72-я международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2018». РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2018. – Т. 1. – С. 112.

89. Шабрин, Н. В. К вопросу о выделении залежей углеводородов коры выветривания / Н. В. Шабрин, В. В. Никифоров, А. Р. Шарафутдинов // Материалы международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ и 100-летию ученого Александра Ивановича Спивака. 23-24 ноября 2023 года, 2023 – С. 209.

90. Шабрин, Н. В. Критерии поиска новых залежей нефти в коре выветривания доюрского фундамента Шаимского НГР / Н. В. Шабрин, В. В. Никифоров, А. Р. Шарафутдинов и др. // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсах. – 2023. – № 32. – С. 52-67.

91. Шабрин, Н. В. Обоснование геологических критериев распределения остаточных запасов нефти юрских отложений и технологии их освоения / Н. В. Шабрин, Ю. А. Котенёв, Ш. Х. Султанов и др. // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 12(265). – С. 20-26.

92. Шабрин, Н. В. Образование трещиноватых коллекторов, генетически связанных с тектоническими нарушениями / В. В. Никифоров,

А. Р. Шарафутдинов, Н. В. Шабрин // Актуальные проблемы науки и техники – 2023: сб. материалов XVI Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых и специалистов (Уфа, 27-31 марта 2023 г.): в 2 т. /под общ. ред. канд. техн. наук Рабаева Р.У. – Уфа: УНПЦ «Изд-во УГНТУ», 2023. – С. 97-99.

93. Шабрин, Н. В. Оптимизация процесса обработки данных при 3D моделировании в геологии / Н. В. Шабрин, В. В. Никифоров // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: Сборник научных трудов. Том Выпуск 6 (11). – Уфа: Общество с ограниченной ответственностью «Издательство научно-технической литературы «Монография», 2017. – С. 72-78.

94. Шабрин, Н. В. Оптимизация системы поддержания пластового давления в условиях падающей добычи / Н. В. Шабрин, В. В. Никифоров // Международная научно-практическая конференция «Актуальные проблемы науки и техники-2021», 2021. – С. 135.

95. Шабрин, Н. В. Особенности условий обстановок осадконакопления северо-восточной части Шаимского нефтегазоносного района / Н. В. Шабрин, В. В. Никифоров, А. Р. Шарафутдинов // Актуальные проблемы науки и техники – 2023: сб. материалов XVI Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых и специалистов (Уфа, 27-31 марта 2023 г.): в 2 т. /под общ. ред. канд. техн. наук Рабаева Р.У. – Уфа: УНПЦ «Изд-во УГНТУ», 2023. – С. 120-122.

96. Шабрин, Н. В. Перспективы повышения эффективности выработки запасов юрских отложений Шаимского региона / Н. В. Шабрин, М. Ю. Котенёв // Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья: тезисы докладов международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 15-16 ноября 2022 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2022. – С. 147.

97. Шабрин, Н. В. Применение атрибутивного анализа данных сейсморазведочных работ для поиска ловушек литологического типа / А. Р. Шарафутдинов, В. В. Никифоров, Н. В. Шабрин // Материалы

международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ и 100-летию ученого Александра Ивановича Спивака. 23-24 ноября 2023 года, 2023 – С. 215-216.

98. Шабрин, Н. В. Применение циклического заводнения на месторождении нефти и газа / Н. В. Шабрин, А. А. Нуриев, В. В. Никифоров // Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа – 2019: сборник статей, докладов и выступлений Всероссийской научно-технической конференции, Уфа, 15 мая 2019 года / Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа: Издательство «Нефтегазовое дело», 2019. – С. 100-102.

99. Шабрин, Н. В. Расчленение и корреляция юрских отложений северо-восточной части Шаимского нефтегазоносного района / А. Р. Шарафутдинов, Е. М. Махныткин, Н. В. Шабрин, А. Н. Халиков // Материалы 74-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ, 2023 г. – С. 64.

100. Шабрин, Н. В. Создание гидродинамической модели месторождения нефти и газа / Н. В. Шабрин, В. В. Никифоров // Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа – 2019: сборник статей, докладов и выступлений Всероссийской научно-технической конференции, Уфа, 15 мая 2019 года / Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа: Издательство «Нефтегазовое дело», 2019. – С. 99-100.

101. Шабрин, Н. В. Тектонические особенности тюменской свиты / Н. В. Шабрин, В. В. Никифоров // Материалы 72-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ, 2021 – Т. 1. – С. 66.

102. Шамсуаров, А. А. Группирование нефтяных месторождений Шаимского нефтегазоносного района / А. А. Шамсуаров, В. Е. Андреев, Ю. А. Котенёв и др. // Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения / Академия наук Республики Башкортостан Научно-исследовательский институт по повышению нефтеотдачи пластов

(НИИнефтеотдача). Том Выпуск 2. – Уфа: Издательство «Реактив», 2000. – С. 19-22.

103. Шарафутдинов, А. Ф. Оценка потенциала доюрских нефтегазоматеринских пород Шаимского нефтегазоносного района / А. Ф. Шарафутдинов, Ю. А. Котенёв, Б. А. Я. Доминик и др. // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 3(256). – С. 42-46

104. Швецова, Е. А. Возможности прогноза перспектив нефтегазоносности в отложениях доюрских образований Шаимского нефтегазоносного района западной Сибири / Е. А. Швецова, Е. В. Мухлыгина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 9(345). – С. 20-30.

105. Шиманский, В. В. Закономерности формирования неструктурных ловушек и прогноз зон нефтегазонакопления в юрских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири: Автореферат диссертации доктора геолого-минералогических наук: 25.00.12 / Шиманский Владимир Валентинович. – Санкт-Петербург, 2003. – 46 с.

106. Шустер, В. Л. Некоторые результаты количественной оценки нефтегазоносности образований фундамента Западной Сибири / В. Л. Шустер, С. А. Пунанова, А. В. Самойлова, Т. Н. Цаганманджиев // Экспозиция Нефть Газ. – 2014. – № 1(33). – С. 25-29.

107. Шустер, В. Л. Кристаллические породы фундамента – перспективный объект для прироста запасов нефти и газа / В. Л. Шустер // Геология нефти и газа. – 1994. – № 9. – С. 35-37.

108. Шустер, В. Л. Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента / В. Л. Шустер // М.: Геоинформцентр. – 2003. – 46 с.

109. Nikiforov, V. V. Influence of facies and tectonic structure on the reservoir properties distribution / V. V. Nikiforov, Sh. H. Sultanov, Yu. A. Kotenev, N. V. Shabrin, A. R. Sharafutdinov // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 7-13.