

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
имени М.В. ЛОМОНОСОВА

*На правах рукописи*

**Юсупов Ян Ильдарович**

**Применение геолого-механической модели для обоснования  
разработки залежей нефти тутлеймско-абалакского НГК  
Красноленинского свода методами технической стимуляции**

Специальность 1.6.11. «Геология, поиски, разведка и  
эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель (консультант):  
Доктор геолого-минералогических наук  
Калмыков Георгий Александрович

Москва – 2024

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Обозначения и сокращения .....	3
Введение .....	4
1. Геолого-физический очерк Красноленинского свода и тутлеймско-абалакского комплекса .....	9
2. Обзор текущего состояния изучения тутлеймско- абалакского комплекса и сбор данных для выполнения работы .....	23
2.1. История изучения и современное представление .....	23
2.2. Анализ качества исходных материалов .....	47
3. Литомеханическая типизация пород.....	58
4. Разработка методики прогнозирования перспективных интервалов в разрезе для проведения ГРП.....	67
5. Разработка методики прогнозирования перспективных зон на площади.	73
6. Построение модели напряжений для оценки стабильности стволов и уточнения оптимальных азимутов скважин .....	81
Заключение .....	96
Список литературы .....	97

## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

### Общие:

<i>C<sub>орг</sub></i>	Содержание органического вещества
<i>FIT</i>	Formation integrity test, точка целостности
<i>FMI</i>	Микроимиджер
<i>LOT</i>	Испытание на приёмистость
<i>XLOT</i>	Extended leak-off test, расширенный тест на утечку
<i>АВПД</i>	Аномально высокое пластовое давление
<i>АКШ</i>	Акустический широкополосный каротаж
<i>БК</i>	Боковой каротаж
<i>БС</i>	Баженовская свита
<i>ВСП</i>	Вертикальное сейсмическое профилирование
<i>ГГК-П</i>	Плотностной каротаж
<i>ГЗНГ</i>	Главная зона нефтегазообразования
<i>ГИС</i>	Геофизические исследования скважин
<i>ГК</i>	Гамма каротаж
<i>ГРП</i>	Гидравлический разрыв пласта
<i>ДНС</i>	Дожимная насосная станция
<i>ДЮК</i>	Доюрский комплекс
<i>КНБК</i>	Компоновка низа буровой колонны
<i>ЛМТ</i>	Литомеханический тип
<i>ЛУ</i>	Лицензионный участок
<i>МОГТ</i>	Метод общей глубинной точки
<i>НГБ</i>	Нефтегазоносный бассейн
<i>НГК</i>	Нефтегазоносный комплекс
<i>НГКМ</i>	Нефтегазоконденсатное месторождение
<i>НГР</i>	Нефтегазоносный район
<i>НК</i>	Нейтронный каротаж
<i>ННК-Т</i>	Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
<i>ТАК</i>	Тутлеймско-абалакский комплекс
<i>УВ</i>	Углеводороды

### Численные параметры:

<i>E<sub>dyn</sub></i>	Динамический модуль Юнга, ГПа
<i>E<sub>st</sub></i>	Статический модуль Юнга, ГПа
<i>P<sub>ISIP</sub></i>	Мгновенное давление после закрытия устья при ГРП, МПа.
<i>PR<sub>dyn</sub></i>	Динамический коэффициент Пуассона, д. е.
<i>S<sub>h min</sub></i>	Минимальное горизонтальное напряжение, МПа
<i>A<sub>_SHG</sub></i>	Азимут максимального горизонтального напряжения, °
<i>BIOT</i>	Коэффициент пороупругости Био, д. е.
<i>BRIT</i>	Хрупкость, д.е. или %
<i>DEN</i>	Объемная плотность пород, г/см <sup>3</sup>
<i>DTP</i>	Интервальное время пробега Р-волн, мкс/м
<i>DTS</i>	Интервальное время пробега S-волн, мкс/м
<i>FANG</i>	Угол внутреннего трения, °
<i>FG</i>	Градиент гидроразрыва, г/см <sup>3</sup>
<i>MW</i>	Удельный вес бурового раствора, г/см <sup>3</sup>
<i>NCTL</i>	Тренд нормального уплотнения, д. е.
<i>OBG</i>	Градиент горного давления, г/см <sup>3</sup>
<i>PPG</i>	Градиент порового давления, г/см <sup>3</sup>
<i>ShG</i>	Градиент минимального горизонтального напряжения, г/см <sup>3</sup>
<i>SHG</i>	Градиент максимального горизонтального напряжения, г/см <sup>3</sup>
<i>TNPH</i>	Водородосодержание пород по нейтронному каротажу
<i>TSTR</i>	Предел прочности при одноосном сжатии, МПа
<i>UCS</i>	Предел прочности при одноосном сжатии, МПа

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность работы.** В настоящее время высокоуглеродистые формации рассматриваются не только как нефтематеринские породы, но и как потенциально продуктивные интервалы для добычи нефти и газа. Одним из таких перспективных объектов для добычи является тутлеймско-абалакский комплекс (ТАК) Западной Сибири. Согласно выполненной вероятностной количественной оценке, в области распространения ТАК сосредоточено до 130 млрд т запасов нефти [84]. Данная категория запасов нуждается в формировании нестандартных подходов к поиску, разведке и добыче, внедрении новых методик и технологических решений. Несмотря на столь оптимистичные оценки запасов ТАК, накопленная добыча нефти к настоящему времени едва ли превысила 11 млн т [46]. При разработке ТАК используется множество технологий. К ним относятся тепловая, волновая, ударная и химическая стимуляция. Однако наиболее эффективным методом на сегодняшний день является бурение горизонтальных скважин методом многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), но технологии в этом случае также нетрадиционны: высокие темпы закачки и большие объемы закачиваемой жидкости, сложное оборудование – все это отличает технологии МГРП для тутлеймских отложений от тех, что давно и успешно применяются на традиционных отложениях. Одним из инструментов, позволяющих корректно спроектировать ГСМГРП, является геомеханическое моделирование [61]. Т. к. геомеханическое моделирование позволяет выполнить комплексирование от микро- (керна) до макроуровня (геолого-геофизических материалов, данных разработки и бурения), то для изучения сложнопостроенных коллекторов, к которым относится ТАК, основой успешного проектирования бурения ГСМГРП является детально проработанная геолого-механическая модель.

**Объектом исследований** являются пласты тутлеймской и абалакской свиты (тутлеймско-абалакский комплекс) Красноленинского свода. Выбор связан с наличием притоков в обеих свитах, охарактеризованностью современными материалами ГИС и сейсмических данных, наличием керна для исследований и т. д.

**Целью работы** является разработка методики прогнозирования интервалов в разрезе и перспективных зон на площади для бурения горизонтальных скважин с ГРП с использованием геолого-механической модели тутлеймско-абалакского комплекса на примере Красноленинского свода Западно-Сибирского НГБ.

### **Задачи работы**

Задачи работы описаны ниже и на блок-схеме (Рисунок 1).

1. Выявление особенностей геологического строения ТАК в пределах Красноленинского свода.

2. Исследование упруго-прочностных свойств горных пород ТАК в термобарических условиях. Выявление взаимосвязи геомеханических параметров с минерально-компонентным составом, ФЕС и др. Выделение литомеханических типов ТАК на основании исследований керна и ГИС.
3. Построение геомеханической модели в программном комплексе, разработанном при непосредственном участии автора. Поиск и выделение в разрезе перспективных интервалов для технической стимуляции методом ГРП.
4. Прогнозирование перспективных зон на площади. Построение комплексной трехмерной геолого-геомеханической модели на основе сейсмической инверсии и результатов построения геомеханических моделей опорных скважин. Построение карт магнитуд и азимутов горизонтальных напряжений и индекса хрупкости.
5. Создание модели устойчивости ствола скважины. Построение и калибровка профилей напряжений. Оценка оптимальной плотности бурового раствора для строительства горизонтальных скважин и расчет безопасного угла и азимута входа в пласт.

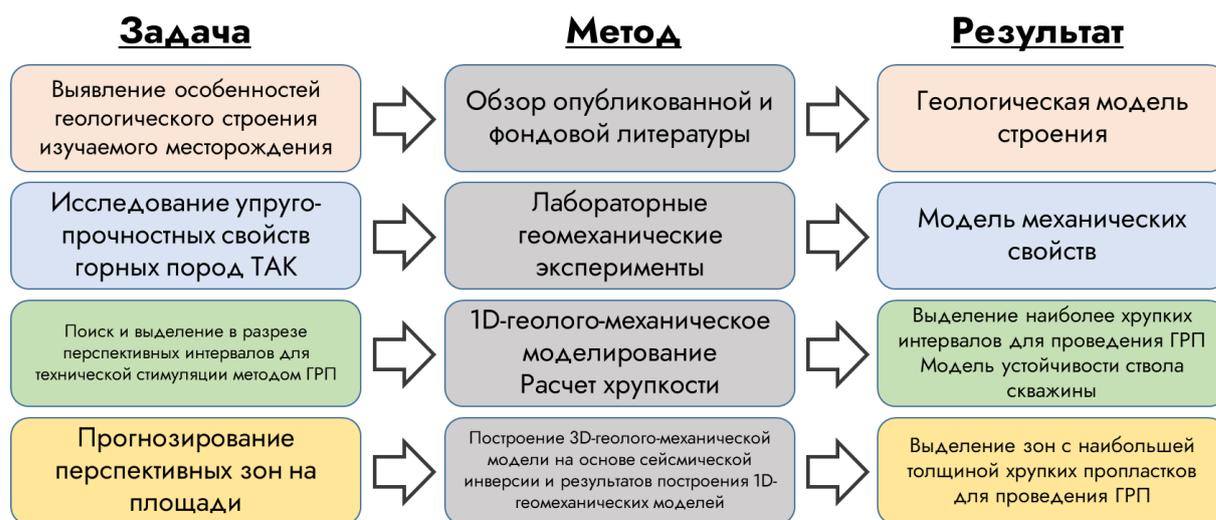


Рисунок 1 – Задачи и методы их решения

**Фактический материал и личный вклад автора.** В основу работы положены материалы исследований 12 скважин с данными керна, также более 100 скважин с материалами ГИС по Красноленинскому своду. База данных включает в себя 3D-сейсмические кубы акустических импедансов, данные широкополосной акустики, плотности, замеров пластового давления, давлений гидроразрыва пласта, испытаний скважин на приток, дел скважин, исследований керна. Литомеханическая типизация пород была проведена автором на основании самостоятельных литологических, геохимических, петрофизических, геомеханических исследований более 150 образцов из 12 опорных

скважин. Автором был выполнен комплексный анализ результатов лабораторных исследований ФЕС, РФА, РЭМ, трехосных и одноосных испытаний, которые легли в основу выделения литомеханических типов пород тутлеймско-абалакского комплекса. Автор руководил и непосредственно участвовал в 5 НИР по построению геомеханических моделей ТАК. Авторские идеи и алгоритмы использовались при создании ПО для геомеханического моделирования.

**Методы исследования.** Литологическое направление работ позволило определить минерально-компонентный и химический состав пород. В части геохимического направления определен тип и содержание органического вещества, стадия катагенеза и оценен нефтегенерационный потенциал пород. В рамках петрофизического направления проводилась оценка ФЕС, скоростей пробега продольных и поперечных волн, плотности и т. д. Изучение геомеханических свойств позволило выявить условия, при которых происходила упругая, пластическая деформация, а также разрушение пород. Работа с сейсмическими материалами позволила распространить ключевые параметры в межскважинном пространстве.

#### **Научная новизна**

1. По данным комплексного исследования кернового материала разработаны критерии литомеханической типизации и обоснована зависимость свойств литомеханических типов от состава.
2. Разработана методика восстановления кривых плотностного и акустического каротажа для условий Красноленинского свода, позволяющая в условиях недостатка/неполноты данных учесть в геомеханической модели наибольшее число скважин.
3. Впервые для ТАК установлена связь между толщиной хрупких интервалов и начальными дебитами скважин, позволяющая выделять перспективные зоны для бурения ГСМГРП.

#### **Защищаемые положения**

1. На основе обобщения исследований минерально-компонентного состава и геомеханических свойств образцов пород тутлеймско-абалакского комплекса выделены восемь литомеханических типов.
2. Наиболее хрупкими интервалами в разрезе тутлеймско-абалакского комплекса являются породы кремнистого литомеханического типа (кремнистые низкоглинистые массивные породы, радиоляриты) и породы карбонатного литомеханического типа (известняки бактериальные с наличием макротрещин).

- Для тутлеймско-абалакского комплекса установлена связь между толщиной хрупких интервалов и начальными дебитами скважин, позволяющая выделять перспективные зоны для бурения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта.

Взаимосвязь между защищаемыми положениями, практическими выводами и решаемыми задачами приведена на Рисунок 2.

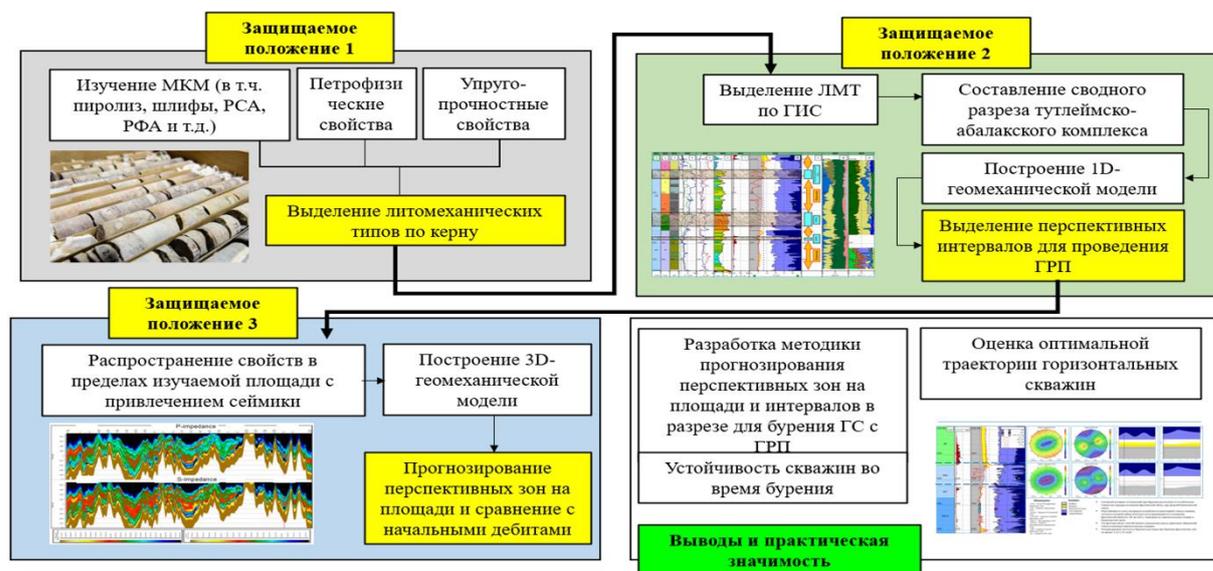


Рисунок 2 – Взаимосвязь между защищаемыми положениями и решаемыми задачами

### Теоретическая и практическая значимость работы

- Использование результатов исследований при проведении поисково-разведочных работ в отложениях верхнеюрской высокоуглеродистой формации для прогнозирования интервалов в разрезе и перспективных зон на площади для бурения горизонтальных скважин с ГРП.
- Создание нового отечественного программного обеспечения для геомеханического моделирования, зарегистрированного в Едином реестре программ. Автор включен в 5 патентов на данное ПО.
- Увеличение экономической эффективности технологии бурения ГС с МГРП за счет выделения в разрезе ТАК наиболее перспективных зон для технической стимуляции.
- Снижение рисков бурения за счет оценки безопасного окна плотности раствора, в т.ч. с учетом зон неустойчивости, АВПД, поглощений и т. д.
- Обоснование оптимального направления заложения ГСМГРП и стабильности стенок скважин с учетом переориентации напряжений.

### Апробация работы

Основные результаты работы докладывались на международных и российских конференциях с 2015 по 2023 гг.:

1. Международных: ЛОМОНОСОВ, Москва, Россия, 2017, 2018, 2019, 2022, 2023 г.; Новые идеи в геологии нефти и газа, Москва, Россия, 2019 г.т Техническая конференция SPE "Нефтегазовая геомеханика", Санкт-Петербург, 2019 г.; 72-я Международная молодежная научная конференция "Нефть и Газ 2018, Россия, Москва, 2018 г.,
2. Российских: Технологический форум по петрофизике, исследованиям керна и пластовых флюидов, геомеханике, Тюмень, 2022, 2023г. Научно-техническая конференция «Цифровые технологии в добыче углеводородов: цифровая независимость», Уфа, 2023 г. XVII Всероссийская конференция аспирантов горно-геологического, нефтегазового, энергетического профиля, Санкт-Петербург, 2019 г.

### **Публикации**

По теме работы автором опубликовано более 15 работ, включая тезисы докладов конференций, из них шесть – в журналах, входящих в перечень ВАК Минобрнауки РФ: «Бурение и нефть», № 9, 2016 г. (стр. 44-50), «Бурение и нефть», № 9, 2016 г. (стр. 50-55), «Бурение и нефть», №9, 2020 г. (стр. 60-70), «Вестник МГУ», №6, 2020 г., «Геофизика», №1, 2024 г.

### **Благодарность**

Автор благодарен своему научному руководителю, доктору геолого-минералогических наук Георгию Александровичу Калмыкову, заведующей кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Ступаковой Антонине Васильевне и научному сотруднику Митронову Дмитрию Валентиновичу. Автор благодарен научным советникам Максиму Маркину и Александру Лопатину, а также сотрудникам ООО «Литосфера» Вадиму Ситак, Олегу Федорову, Марии Лопатиной, Ярославу Заглядину, Александре Солдатовой. Автор благодарен своей семье – супруге Алёне, детям – Алисе, Катерине и Алексу, а также родителям – Татьяне Алексеевне и Ильдару Усмановичу.

### **Структура и объем диссертации**

Диссертация состоит из введения, 6 глав и заключения. Общий объем составляет 110 страниц, включая 14 таблиц, 69 иллюстраций и список литературы из 111 наименований. Структура работы построена в соответствии с выполненными исследованиями и примерами их положительного применения на конкретных объектах. Защищаемые в работе положения отражают результат анализа исследований.

# 1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЙ ОЧЕРК КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА И ТУТЛЕЙМСКО-АБАЛАКСКОГО КОМПЛЕКСА

## Физико-географический очерк

Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) находится на территории Октябрьского и Ханты-Мансийского районов ХМАО. В географическом плане Красноленинское НГКМ находится в пределах левых притоков Ендырь и Сеуль бассейна р. Обь. Ближайший населенный пункт – г. Нягань и его спутник п. Талинский [108]. Общие сведения о географо-экономических условиях Красноленинского НГКМ описаны в Таблица 1.

Таблица 1 – Географо-экономические условия [107]

№	Наименование	Географо-экономические условия
1	Географическое положение района работ	ХМАО, Октябрьский и Ханты-Мансийский районы
2	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках	Красноленинский НГР расположен в западной части Западно-Сибирской низменности на левом берегу реки Обь. Заболоченность 30-35%. Расчлененность рельефа сильная с а. о. от 24 до 208 м. Сейсмичности нет
3	Характеристика гидрологической сети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Гидрографическая сеть представлена р. Ендырь, Сеуль и Ендырской протокой и их многочисленными притоками. В период половодья судоходство возможно только по р. Ендырь на 40-50 км от устья
4	Среднегодовые и экстремальные температуры воздуха и количество осадков	Среднегодовая температура – 1.8°C, средняя температура января – 25°C, а июля + 15°C. Экстремальные температуры от + 30° до – 52°C. Среднегодовое количество осадков 450-500 мм, из которых 70% приходится на апрель – октябрь
5	Преобладающее направление ветров и их сила	Средняя скорость ветра – 4.4 м/с, преобладающее направление ветров ЮЗ, З
6	Толщина снежного покрова и его распределение	Снежный покров составляет 0.7 м, достигает в пониженных участках 1.5 м и лежит 180 дней
7	Продолжительность отопительного сезона	Отопительный сезон включает период устойчивых морозов с октября до середины мая и длится в среднем 250 дней
8	Краткая характеристика растительного и животного мира	Красноленинское НГКМ расположено в лесной зоне, где растительность представлена преимущественно сосновым и елово-кедровым лесом. На заболоченных участках преобладает смешанный лес. Животный мир богат и разнообразен. В тайге много гнуса
9	Геокриологические условия	Район работ относится к территориям, где многолетнемерзлые породы носят локальный характер распространения на глубинах более 100-150 м
10	Сведения о населенных пунктах, расстояния до них; о составе населения	Населенных пунктов в районе работ нет. Плотность населения невысокая, коренное население - ханты, манси занимается рыболовством и звероловством
11	Действующие и строящиеся нефте- и газопроводы	Межпромысловый нефтепровод

Красноленинское НГКМ находится в пределах левого берега р. Обь. С геоморфологической позиции представляет собой холмистую равнину с эрозионным расчленением. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 25 до 150 м, т. к. Красноленинский нефтегазоносный район (НГР) приурочен к южной части тектонически приподнятого участка, протяженностью от р. Хугот до верховьев р. Нягань [108].

На территории Красноленинского НГКМ господствует континентальный климат. Зимой преобладают низкие температуры. Лето короткое, прохладное. Среднегодовая

температура +1°C. Средняя температура наиболее холодного месяца (января) составляет –25°C (с минимумом до –52°C). Средняя температура наиболее теплого месяца (июля) около +15°C (с максимумом до +30°C) [107].

Карта инфраструктуры и распределения лицензионных участков Красноленинского НГКМ приведена на Рисунок 3.

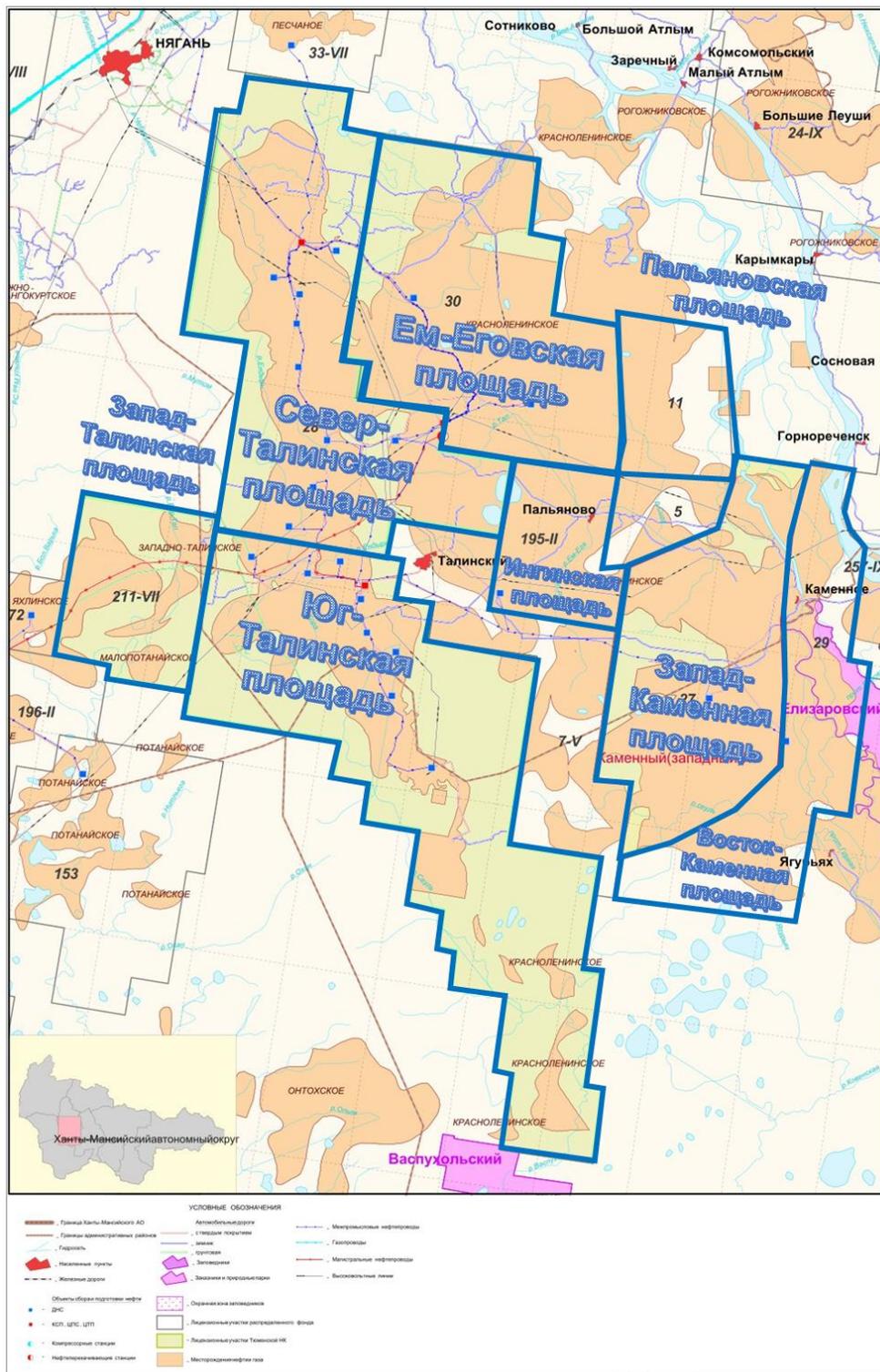


Рисунок 3 – Карта площадей и инфраструктуры в пределах Красноленинского НГКМ [107]



под фундаментом понимается весь комплекс гетерогенных образований, залегающих под мезозойско-кайнозойским платформенным чехлом [75]. В составе фундамента два структурных этажа. Нижний (складчатый фундамент) состоит из тектонически активных, метаморфизованных и сильно дислоцированных пород, сформировавшихся в докембрийскую и палеозойскую эры и пронизанных интрузивными слоями разного возраста и состава [75]. В формировании фундамента участвуют тектонические комплексы байкалитид, салаирид, каледонид, ранних и поздних герцинитид [60]. Между складчатым основанием и платформенным этажом выделяется комплекс пород, занимающих промежуточное положение. Эти породы относятся к верхнему этажу фундамента [75]. Они представлены тафрогенными эффузивными и эффузивно-осадочными отложениями туринской серии [75].

### **Складчатое основание**

Складчатые комплексы фундамента представляют собой сочетание древнейших метаморфических сланцев, гнейсов, кристаллических сланцев и гранитов докембрийского и палеозойского возраста. Эти образования распространены в пределах Шаимского мегавала и Красноленинского свода [75].

*Ортогеосинклинальный* структурный ярус слагает Шеркалинский синклиорий, к которому приурочен Зауральский антиклинорий. В его пределах располагаются Ем-Еговская, Каменная и другие структуры [108]. В пределах Талинской площади в ряде скважин встречены палеозойские толщи, представленные андезитами, базальтами и их туфами от силурийских до нижнедевонских. Кроме того, в верхней части скважин встречаются известняки, глинисто-кремнистые сланцы, туфы и пестроцветные породы с девонской фауной. Эти формации перекрываются отложениями нижнекаменноугольного возраста, представленными вулканическими породами, известняками и песчаниками. На некоторых участках присутствуют флишевые формации и угленосные отложения [111].

*Орогенный* структурный ярус представлен в подошвенной части терригенно-карбонатными породами и в кровельной – грубообломочными континентальными породами. Возраст пород примерно средне-поздне-каменноугольный. Пермские отложения не выявлены. Палеозойский комплекс дислоцирован в складки [111].

*Промежуточный* структурный этаж представлен триасовым вулканогенно-осадочным комплексом туринской серии, на Красноленинском своде выявлен в северной (Малоатлымская и Рогожниковская площади) и западной (Западно-Талинская площадь) частях. Породы залегают полого и не метаморфизованы. Грабены имеют размеры до 250 км в длину и 50-60 км в ширину. Залегание пород осложнено сбросами, которые в ортоплатформенном ярусе прослеживаются реже. В пределах изучаемой площади

возможно развитие триасовых отложений на крайнем северо-западе участка в Южно-Бобровском прогибе [111].

### Платформенный чехол

Красноленинский свод (Рисунок 5) находится в юго-западной части Западно-Сибирского НГБ, отделен от сопредельных структур с востока Елизаровским прогибом, с запада – Мутомской котловиной. В южной части Красноленинский свод сочленяется с Шаимским валом, на востоке – с Ханты-Мансийской впадиной. В северной части Красноленинский свод осложнён Рогожниковской группой структур. Средние размеры свода 130\*180 км [108]. По данным [93], рассматриваемая территория находится в зоне сочленения герцинской Уральской складчатой системы и Уват-Ханты-Мансийского массива байкальского возраста. Красноленинский свод включает в себя тектонически приуроченные к одноименным структурам площади – Ем-Еговская, Талинская, Пальяновская, Елизаровская, Ингинская, Каменная и др. [108].

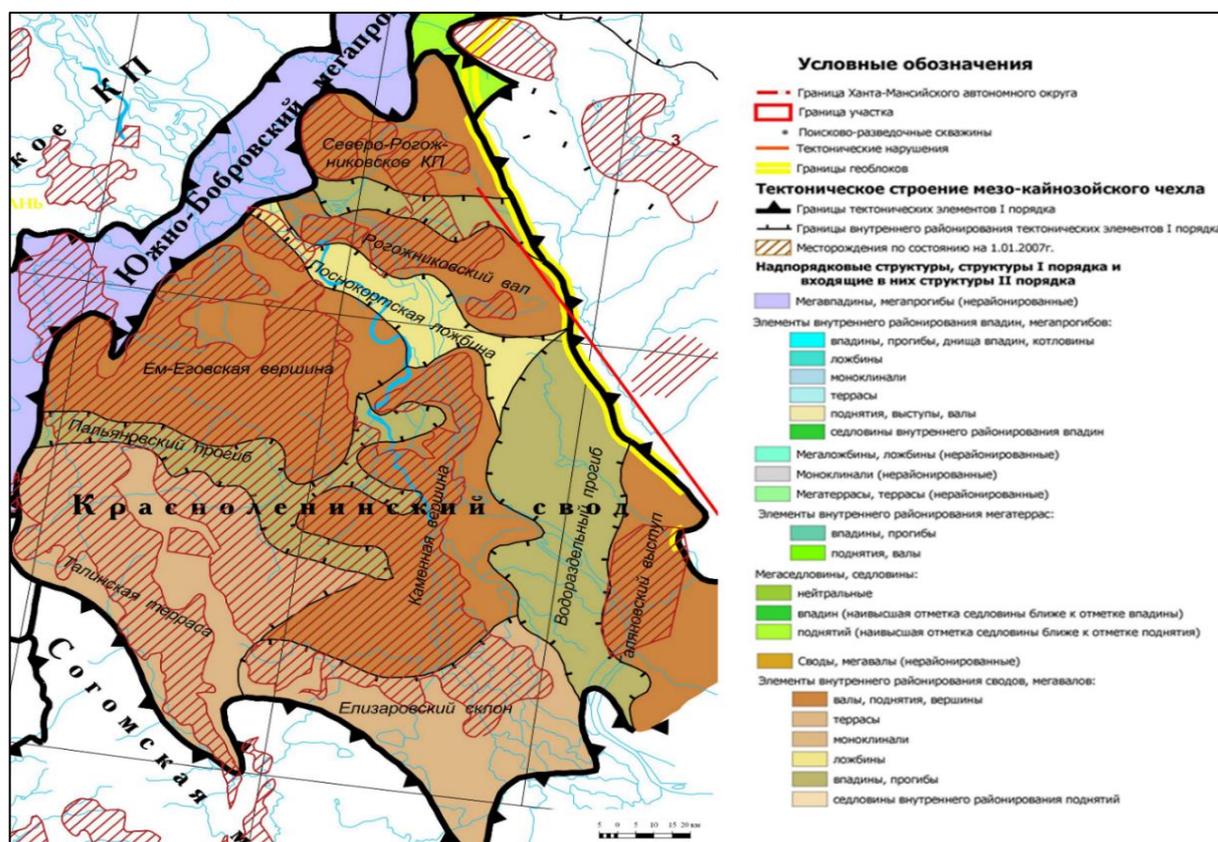


Рисунок 5 – Фрагмент «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты» [100]

В пределах Красноленинского свода по данным бурения и сейсморазведочных материалов сейсморазведки МОГТ выделяется большое количество разрывных нарушений, которые захватывают обычно ДЮК и юрские отложения, реже нижнемеловые отложения. Размер локальных структур обычно находится в пределах 30x7 км с амплитудой 20-100 м

по отражающему горизонту Б. В целом они характеризуются симметричным строением, сильно изрезанными очертаниями и разным простирианием – от широтного (Ай-Торское, Поттымское поднятия) до меридионального (Каменное, Талинское и др.) [108].

В пределах Красноленинского свода по данным бурения и сейсморазведочных материалов МОГТ выделяется большое количество разрывных нарушений, которые захватывают обычно ДЮК и юрские отложения, реже нижнемеловые отложения. Размер локальных структур обычно находится в пределах 30x7 км с амплитудой 20-100 м по отражающему горизонту Б. В целом они характеризуются симметричным строением, сильно изрезанными очертаниями и разным простирианием – от широтного (Ай-Торское, Поттымское поднятия) до меридионального (Каменное, Талинское и др.) [108].

Отложения имеют трансгрессивный тип строения, т.е. более молодые слои залегают по площади шире нижележащих и несогласно перекрывают породы промежуточного структурного этажа и фундамента. Талинская площадь приурочена к западному склону Красноленинского свода, в пределах которого осложнена целым рядом положительных структур и протяженным эрозионным прогибом, выполненным отложениями шеркалинской свиты. Из положительных структур выделяются Талинская, Северо-Талинская, Южно-Талинская, Валентиновская, Малохорская, Ивергульская, Восточно-Мысъяхская и Рауская. Изучаемая площадь в пределах лицензионного участка осложнена целым рядом положительных и отрицательных структур. Из положительных структур выделяются Ем-Еговская, Западно-Ем-Еговская, Сосново-Мысская, Кубовая и западное окончание Пальяновской антиклинали. Из отрицательных структур прослеживаются многочисленные рукавообразные прогибы, примыкающие с севера и юга к Ем-Еговской вершине. Каменная площадь осложнена целым рядом положительных и отрицательных структур. Из положительных структур выделяются Ай-Торская, Западно-Ай-Торская, Кальмановская, Каменная, Лорбинская и Сеульская антиклинали. Из отрицательных структур выделяются Сеульский прогиб на юге, Южно-Ай-Торская грабенообразная впадина в центральной части и восточное ответвление Кальмановского прогиба на севере.

Установлено, что основной вклад в формирование структурного плана мезозойско-кайнозойского чехла вносит тектоническая активность структур фундамента. В приуральной части Западно-Сибирского НГБ поверхность фундамента образует региональный склон, осложненный поднятиями и прогибами, совпадающими в плане с антиклинорными и синклинорными зонами фундамента. Особенностью строения рельефа поверхности фундамента является его общее погружение в северном направлении. Для Западно-Сибирского НГБ степень унаследованности дислокаций чехла от структур фундамента определяется длительностью перерыва между возрастом структурных

элементов фундамента и началом формирования отложений платформенного чехла. Структуры чехла, развитые в пределах герцинид, наследуют структуры геосинклинального типа. Платформенный чехол, развитый в зонах каледонид, также наследует структуры геосинклинального типа, но только до отложений мелового возраста. Структуры чехла в пределах байкалид и салаирид наследуют структуры блокового генезиса. Красноленинский свод сформировался над выступом Уват-Ханты-Мансийского массива байкальского возраста [75].

В.А. Конторович выделил основные этапы формирования структур различных порядков. По направлению от окраин к центру и на север Западно-Сибирского НГБ отмечается смена основных этапов роста поднятий от более древних к молодым [76].

На *юрском* этапе, до начала формирования отложений осадочного чехла, палеозойские складчатые породы в раннетриасовое время были подвержены рифтогенезу. Тектоническая активизация пришлась на раннюю юру. Основные процессы были связаны с разбиением доюрских блоков на эрозионно-тектонические выступы, отвечавшие по размерам структурам III-IV порядков. По мере формирования осадочного чехла снижалась интенсивность процессов – в байосе наблюдалось отсутствие приподнятых и погруженных зон [76].

Следующий этап тектонической активизации приходится на *берриас-аптское* время. В это время область интенсивности тектонической активизации сместилась в центральную часть. На берриас-аптском этапе произошло формирование локальных куполовидных поднятий над локальными блоками фундамента, характер движения – преимущественно вертикальный [76].

Наибольшее влияние на уникальность Западно-Сибирского НГБ оказал *кайнозойский* этап тектонической активизации. Основными процессами, происходившими на данном этапе, являются интенсивное погружение и формирование Колтогорско-Уренгойской депрессии, выполняющей роль основного очага генерации нефти и газа и образования крупных структур — основных зон аккумуляции нефти и газа. На севере Западно-Сибирского НГБ в это время было сформировано большинство ловушек, с которыми связаны залежи УВ. Принимая во внимание, что в кайнозое баженовский горизонт, являющийся основной нефтематеринской толщей в Западной Сибири, оказался в главной зоне нефтегазообразования (ГЗНГ), коэффициент эмиграции углеводородов (УВ) дошёл до максимальной отметки [76].

## **Литолого-стратиграфическая характеристика отложений**

Согласно стратиграфической схеме келловей и верхней юры Западной Сибири [88] изучаемая площадь расположена во Фроловско-Тамбейском районе. На изучаемой территории выделяются два структурно-вещественных мегакомплекса: доюрский фундамент и осадочный чехол. По фундаменту Западно-Сибирский НГБ представляет собой ассиметричную впадину с депоцентром в северной части и на изучаемом участке сложен докембрийскими и палеозойскими магматическими, метаморфическими и метаморфизованными осадочными породами. Структурная поверхность фундамента определяет строение нижних горизонтов осадочного чехла. Строение мелового комплекса во многом обуславливается уже седиментационными причинами, но для большинства структур все же характерно унаследованность развития. Разрывные нарушения юрско-доюрского комплекса прослеживаются с затуханием амплитуд смещений вверх по разрезу до горизонтов средней и верхней юры.

### **Палеозойская эратема**

Породы фундамента представлены образованиями протерозойского, палеозойского и триасового возраста и на Красноленинском своде вскрыты почти всеми поисковыми и разведочными скважинами. Докембрийские породы представлены хлорит-серицитовыми, кварцит-серицитовыми и другими породами. Возраст принят по сопоставлению с породами Березовского района и степени метаморфизма. Породы палеозойского возраста менее метаморфизованы. Состав – сланцы, песчаники, туфопесчаники, зеленокаменные породы и т.д. Отмечается прорывание толщ палеозойского возраста интрузивными телами различного состава (от основного до кислого). Возраст интрузивных тел средне-верхнепалеозойский [108]. Коры выветривания развивались по породам докембрийского и палеозойского возраста. С корами выветривания связаны нефтяные скопления. Минеральный состав пород зависит от состава исходных пород. Профиль коры в основном каолинитовый. Многие исследователи предполагают, что начало формирования коры выветривания – пермско-нижнетриасовое время [94]. С кровлей ДЮК связан отражающий горизонт "А" [108].

### **Мезозойская эратема**

*Триасовые* породы представлены эффузивными образованиями преимущественно основного состава туринской серии, залегающими с резким несогласием на породах фундамента, имеют мозаичный характер распространения в пределах Красноленинского НГКМ, но в пределах изучаемой площади не вскрыты [75].

*Юрская* система с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывает породы палеозойского фундамента и промежуточного триасового комплекса. Система

представлена всеми тремя отделами – нижним (шеркалинская свита), средним (тюменская свита) и верхним (абалакская, тутлеймская свиты). Толщина пород юрской системы на Красноленинском своде составляет примерно 290 м.

В состав нижнего отдела (J1) входит шеркалинская свита, разрезе которой выделены нижняя и верхняя подсвиты. Нижняя подсвита включает пласт ЮК11 и тогурскую пачку. Пласт ЮК11 представлен песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Тогурская пачка представлена аргиллитами с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов. Верхняя подсвита (до 50 м) включает пласт ЮК10 и радомскую пачку. Пласт ЮК10 представлен песчаниками с прослоями аргиллитов. Радомская пачка представлена преимущественно аргиллитами с прослоями углей и является флюидоупором для пластов ЮК10 и ЮК11. Возраст шеркалинской свиты датируется плинсбах-тоарским, частично ааленским веками [108].

К среднему отделу (J2) относятся породы тюменской свиты, залегающие согласно на породах шеркалинской свиты и несогласно на породах ДЮК. Толщина свиты на изменяется от 0 до 200 м. В разрезе тюменской свиты выделяется нижняя, средняя и верхняя подсвиты. Нижняя подсвита (пласты ЮК7-9) представлена песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями углей и конгломератов. Толщина нижней подсвиты составляет 0-50 м. Возраст подсвиты датируется как ааленский. Средняя подсвита (пласты ЮК5-6) представлена переслаиванием аргиллитов и алевролитов с прослоями и линзами песчаников, углей. Возраст датируется как байосский. Верхняя подсвита (пласты ЮК2-4) представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Отложения датируются байос-раннекелловейским возрастом.

Породы верхнего отдела (J3) представлены морскими и прибрежно-морскими осадками [108]. Они объединяются в ТАК.

Абалакская свита трансгрессивно залегает на породах ДЮК или тюменской свиты. Она разделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. В основании нижней подсвиты сосредоточена значительная доля песчано-алевритовой примеси. Верхняя подсвита сложена темно-серыми аргиллитами, глауконитовыми, с сидеритовыми конкрециями. Нередко отмечаются маломощные прослои глауконитов и глауконитизированных алевролитов. Часто в этой части разреза отмечается большое количество каверн и трещин. К этой части приурочен пласт ЮК<sub>1</sub>. Возраст абалакской свиты датируется оксфорд-кимериджским, тутлеймской - волжско-валанжинским веками. Отложения абалакской свиты прослеживаются на всей территории района. Толщина изменяется от 10 до 30 м.

Вышележащие породы юрской системы представлены отложениями тутлеймской свиты, которые согласно залегают на отложениях абалакской свиты. Согласно Брудучану,

изучаемая территория приурочена к Березово-Тобольской зоне, которая относится к зоне распространения тутлеймской свиты [50]. К ней приурочен продуктивный пласт ЮКО. Тутлеймская свита Красноленинского свода отличается от тутлеймской свиты Салымского свода нижней подсвитой, где содержание органического вещества ( $C_{org}$ ) достигает 20%. При продвижении на восток тутлеймская свита Красноленинского свода все больше начинает приобретать черты тутлеймской свиты Салымского района. Отложения тутлеймской свиты распространены по всей площади Красноленинского свода. С кровлей тутлеймской свиты связан отражающий горизонт Б. Толщина свиты 20-60 м. Возраст свиты по многочисленным остаткам фауны, определяется как титон – ранневаланжинский.

Опорный разрез ТАК построен с привлечением расширенного комплекса ГИС (Рисунок 6).

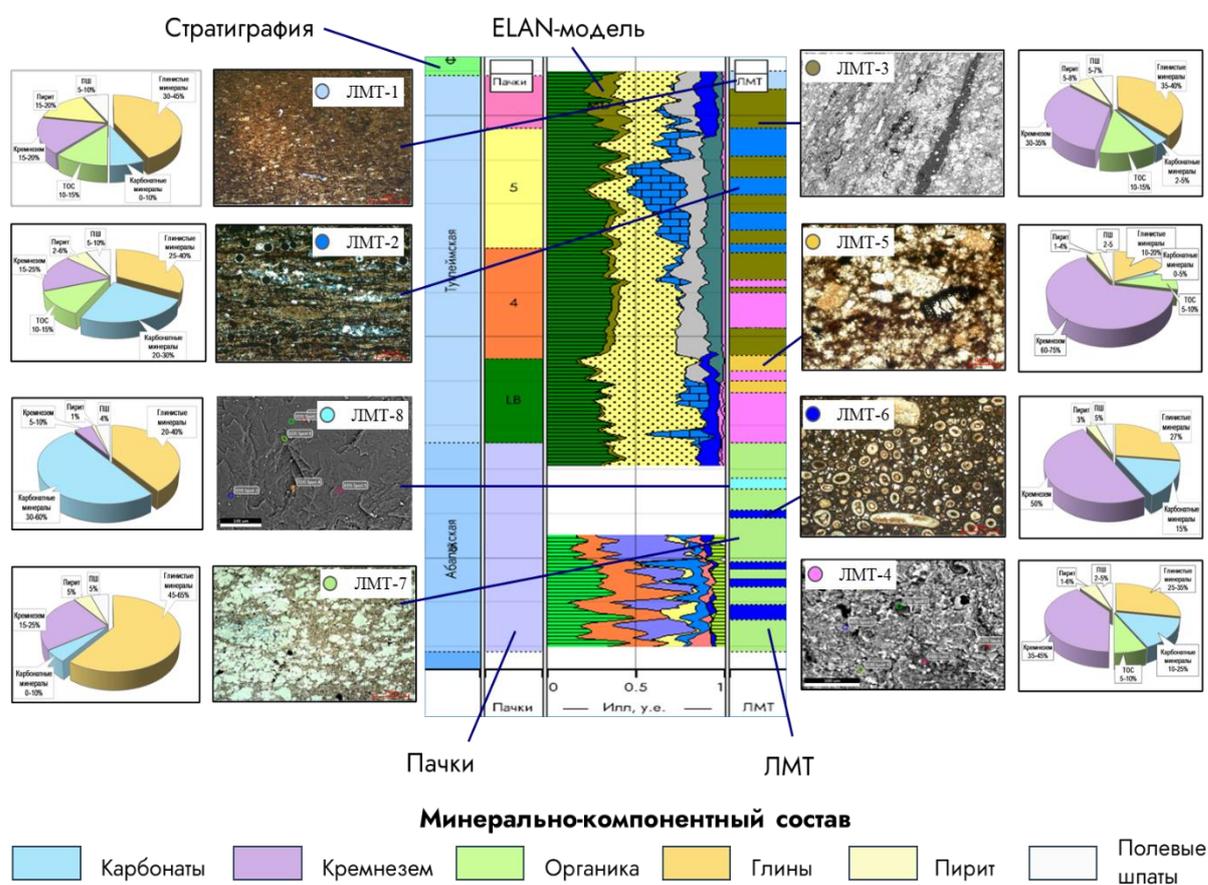


Рисунок 6 – Концептуальный разрез ТАК (составлено автором по материалам [98])

В разрезе ТАК Красноленинского свода выделяется 7 пачек на основании, отличающихся по литологическому составу и фауне [98].

Пачка АВ приурочена к отложениям абалакской свиты. Подошва пачки отражает начало позднеюрской трансгрессии. Согласно современным представлениям, породы пачки накапливались в течение келловей-киммериджского времени [9, 51, 74]. Морской бассейн характеризовался нормальной соленостью (около 35 ‰), морской пелагической фауной,

хорошей аэрацией и благоприятным трофическим режимом для бентоса. Накопление пачки происходило в условиях внутреннего шельфа низкой динамики, в основном за счет гравитационного осаждения взвешенных частиц, что подтверждается наличием ростров белемнитов и ходов морских полихет. Наличие пирита может быть связано с неустойчивым окислительно-восстановительным балансом придонных вод. По составу пачка представлена глинистыми породами, алевролитами с включениями кальцита и сидерита. В нижней части пачки отмечены стяжения пирита, в верхней – карбонатные конкреции. Содержание Сорг не превышает 0.5-1.5%, общая пористость до 3-5%, проницаемость по газу после экстракции 0.2-2 мД [9, 51]. В кровле пачки преобладают глинистые породы темно-серые, с зеленоватым оттенком, с присутствием глауконита в виде округлых зерен и агрегатов неправильной формы. Присутствие большого количества глауконита снижает степень цементации пород, вследствие чего керн из данного интервала часто разрушен, местами до размерности щебня. На каротажных диаграммах данные интервалы характеризуются увеличением диаметра ствола скважины и пониженными значениями плотности. От подошвы к кровле уменьшается доля терригенного обломочного материала, при этом возрастает карбонатная составляющая, отмечаются сидеритовые стяжения и следы биотурбации. Верхняя граница пачки уверенно отбивается по кровле прослоя карбонатных пород, представленных известняками глинистыми, с микробиальной текстурой, биотурбированными. Сообщества двустворок и бентосных фораминифер также свидетельствуют о хорошей аэрации дна, трофическом режиме, стабильной солености вод. Редкие находки пелагических форм (аммониты и белемниты) также указывают на нормальную морскую соленость вод. В кровле пачки присутствуют признаки субаэральной экспозиции (брекчированность пород, карстовые полости и др.).

Пачка LV объединяет породы пачек 1-3 тутлеймской свиты.

Пачка 1 формировалась в условиях трансгрессии. По составу представлена кремнисто-глинистыми породами в подошвенной части, переходящими в глинисто-кремнистые. Биогенные породы представлены остатками ихтиодетрита, мелких белемнитов, двустворок и онихитов. Пачка фациально выдержана и наблюдается во всех изученных скважинах. На кривых ГИС отмечаются пониженные значения ГК, увеличение УЭС, повышенные значения плотности. Толщина пачки – 8-9 м. Переход к пачке 2 постепенный.

Пачка 2 сложена глинисто-кремнистыми породами, высокоуглеродистыми, со слабо выраженной горизонтальной слоистостью. К кровле пачки содержание кремнезема возрастает, отмечаются следы вторичной карбонатизации. Высокая концентрация кремнезема обусловлена значительным присутствием скелетных остатков радиолярий.

Кровлю пачки маркирует штормовой прослой, представленный глинисто-кремнистой породой, неравномерно фосфатизированной и пиритизированной. Наличие штормогенного слоя свидетельствует о накоплении отложений выше базиса штормовых волн. По данным И.В. Панченко с соавторами [86], аналогичные ихтиодетритовые темпеститы встречаются в разрезах тутлеймской свиты других районов Западно-Сибирской плиты. Они свидетельствует об относительно мелководных (менее 50 м) обстановках формирования нижней части свиты и о регрессии бассейна, достигшей максимума на завершающих этапах накопления силицитов пачки. На диаграммах ГИС отмечается повышение сопротивления, кровля пачки отбивается максимальными значениями гамма-каротажа. Толщина пачки – 2-5 м. Пачка 3 представлена глинисто-кремнистыми породами, с редкими линзовидными стяжениями пирита. В средней части пачки повсеместно присутствует бурый прослой пелитизированного туфа (до 1 см) с желтым свечением в ультрафиолетовом свете. Отложения пачки присутствуют повсеместно, выдержаны по площади. Толщина пачки – 7-9 м. В пределах данной пачки в разрезах скважин встречаются радиоляритовые слои, часто приуроченные к ее кровле.

Отложения пачки 4 представлены глинисто-кремнистыми и карбонатно-глинисто-кремнистыми породами с многочисленными прослоями раковин двустворок, толерантных к аноксидным условиям *Buchia* и *Inoceramus*. Органостенные элементы скелета теутид (онихиты) имеют хорошую сохранность, что указывает на аноксидные условия на границе вода-осадок. В пограничных отложениях волжского и берриасского ярусов, бентосная микрофауна (фораминиферы) встречается крайне редко. Именно этот горизонт содержит огромное количество раковин иноцерамид. Следовательно, выше поверхности осадка содержание кислорода являлось достаточным для существования отдельных групп бентоса. Море имело стабильную соленость с обильной пелагической фауной (аммониты, рыбы и радиолярии), высокие значения пищевого режима, низкую гидродинамическую активность. По данным ГИС наблюдается понижение ГК, связанное вероятно со скоплениями раковин двустворок карбонатного состава. Толщина пачки выдержана и составляет 7 м.

Пачка 5 представлена глинисто-кремнистыми породами с многочисленными стяжениями и линзами известняков, вокруг бентосных остатков. Кровлю пачки маркирует прослой микробиальных известняков толщиной до 10 см. При изучении в прозрачных шлифах обнаружено, что породы сложены спикулами губок, на которых залегают микробиальные известняки. Данные породы отражают уменьшение глубины бассейна. В начале раннемелового времени условия аноksии придонных вод и их слабая подвижность сохранились. Пелагическая фауна представлена преимущественно рыбами и онихитами. Отмечается увеличение показаний гамма каротажа, относительно нижележащих отложений

и понижение плотности. Для данной пачки характерны максимальные значения методов электрометрии. Толщина пачки – 7-9 м.

Пачка 6 сложена кремнисто-глинистыми породами, интенсивно пиритизированными. Пирит преимущественно рассеянный, местами в виде стяжений и линз. Карбонатизированные прослой практически отсутствуют. Отложения пачки на исследуемой территории присутствуют повсеместно, выдержаны по мощности. Макрофауна в отложениях пачки не обнаружена. Для пачки 6 характерны максимальные показания гамма каротажа и увеличение плотности пород. Толщина пачки – 7-9 м.

Граница между абалакской и тутлеймской свитами фиксируется по данным пиролиза: значительно меняются параметры  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $C_{орг}$  и значение водородного индекса HI. По данным геохимического анализа  $C_{орг}$  в тутлеймской свите определено как сапропелевое II типа [9, 51, 68].

Меловая система представлена нижним и верхним отделом. Толщина пород меловой системы в пределах Краснотеннинского свода составляет 1620-1700 м.

Нижний отдел ( $K_1$ ) включает отложения тутлеймской, фроловской, кошайской, викуловской и ханты-мансийской свит. В подошве нижнего отдела залегает верхняя подсвита тутлеймской свиты толщиной 5-10 м. Фроловская свита представлена мощной (600 м) толщей аргиллитов с редкими прослоями алевролитов. В кровле фроловской свиты выделяется пачка M, толщиной 45-60 м, в разрезе которой выделяются продуктивные на Краснотеннинском своде песчано-алевритовые пласты АК<sub>1-3</sub>. Кошайская свита представлена аргиллитами с частыми прослоями алевролитов. Толщина свиты 50-60 м. Возраст датируется аптским. Викуловская свита разделена на нижнюю (до 120 м) и верхнюю (до 140 м) подсвиты. Нижняя представлена алевролитами и песчаниками с прослоями аргиллитов. Верхняя представлена мелкозернистыми песками, серыми глинистыми песчаниками и алевролитами с прослоями глин. В ее составе выделяются продуктивные пласты ВК<sub>1-3</sub> толщиной 9-20 м. Возраст викуловской свиты датируется апт-альбским веками. Викуловская свита согласно перекрывается отложениями ханты-мансийской свиты. Ханты-мансийская свита разделена на нижнюю (до 145 м) и верхнюю (до 130 м) подсвиты. Нижняя сложена глинами с редкими прослоями алевролитов и алевролитов, глинистых известняков и сидеритов. Верхняя сложена переслаиванием алевролитов и глин. Толщина свиты 240-275 м. Возраст ханты-мансийской свиты датируется альбским веком [108].

В составе верхнего отдела ( $K_2$ ) выделены *уватская*, *кузнецовская*, *березовская* свиты. В разрезе *уватской* свиты выделяется нижняя и верхняя подсвиты. Верхняя сложена алевролитами и алевролитами с прослоями песков, песчаников и известняков. Для нижней

характерны глинистые прослои. Толщина составляет 220-245 м. Возраст *уватской* свиты датируется сеноманским веком. Отложения *кузнецовской* свиты трансгрессивно залегают на подстилающих породах *уватской* свиты. *Кузнецовская* свита имеет толщину 20-50 м и представлена морскими глинами с прослоями глинистых алевролитов. С подошвой свиты связан отражающий горизонт Г. Возраст датируется туронским веком. В разрезе *березовской свиты* выделяется нижняя (до 140 м) и верхняя (до 180 м) подсвиты. Нижняя представлена глинами и опоками глинистыми. Верхняя сложена глинами с прослоями алевролитов. Толщина свиты 225-240 м. Возраст датируется коньяк-сантон-кампанским веками [108]. Общая толщина верхнемеловых отложений составляет 550-615 м.

### **Кайнозойская эратема**

В составе кайнозойской группы пород выделяются палеогеновые и четвертичные отложения. Неогеновые отложения на данной территории отсутствуют.

Отложения *палеогеновой* системы залегают несогласно на породах меловой системы. *Ганькинская* свита представлена глинами с включением пирита. Толщина 35-65 м. Возраст датируется как маастрихт-датский. *Талицкая* свита подразделяется на нижнюю (до 80 м) и верхнюю (до 80 м) подсвиты. Нижняя представлена глинами. Верхняя представлена глинами с пропластками алевролитов. Толщина составляет 120-150 м. *Люлинворская* свита подразделяется на нижнюю (до 75 м), среднюю (до 90 м) и верхнюю (45-55 м) подсвиты. Нижняя сложена опоквидными глинами с прослоями алевролитов. Средняя подсвита представлена диатомитами. Верхняя представлена глинами диатомовыми, алевролитистыми. Толщина составляет 200-225 м. *Тавдинская* свита включает две нижнюю (60 м) и верхнюю (60 м) подсвиты. Нижняя сложена глинами. Верхняя сложена глинами с пропластками алевролитов. Толщина составляет 120-160 м. Породы *атлымской* свиты представлены песками с прослоями алевролитов. Толщина 60-80 м. Возраст датируется как олигоценый. *Новомихайловская* свита сложена глинами, алевролитами, песками, бурыми углями толщиной 50-70 м. Возраст датируется олигеновым. *Туртаская* свита представлена глинами, алевролитами с прослоями диатомитов и несогласно перекрывается четвертичными отложениями. Толщина свиты 10-30 м. Возраст вмещающих пород – олигоценый. Общая толщина отложений палеогенового возраста составляет 550-700 м [108].

Породы *четвертичной* системы несогласно залегают на отложениях *туртаской* свиты. Представлены песками, супесями, алевролитами. Толщина четвертичных отложений составляет 15-45 м [108].

## 2. ОБЗОР ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ИЗУЧЕНИЯ ТУТЛЕЙМСКО-АБАЛАКСКОГО КОМПЛЕКСА И СБОР ДАННЫХ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ

### 2.1. История изучения и современное представление

Расширенное определение нетрадиционного резервуара включает в себя любой резервуар, разработка которого требует вовлечения методов, выходящих за рамки традиционных технологий извлечения УВ [31, 35]. Примеры нетрадиционных резервуаров – плотные газовые песчаники (tight gas), нефтяные и газовые сланцевые толщи (gas and oil shales), метан угольных пластов (coalbed methan), битуминозные пески (tar sands) и газогидраты (gas-hydrate deposits). В России к нетрадиционным резервуарам можно отнести тутлеймско-абалакские, хадумские, доманиковые отложения и водорастворенные газы. Возможность эффективной разработки нетрадиционных резервуаров определяется не только дифференцированием разреза по пористости,  $S_{орг}$ , мощности стимулируемого объема, но и вовлечением геомеханических параметров. В данной работе автор раскрывает вклад геомеханических параметров и процессов для освоения скоплений УВ в ТАК.

Баженовская свита (БС) была впервые выделена Ф.Г. Гурари в 1959 году [57] и отображена в региональной стратиграфической схеме в 1960 году. В 1961 году Ф.Г. Гурари предположил наличие в разрезе тутлеймской свиты трещинных коллекторов и возможных залежей нефти [73]. Это предположение вскоре было подтверждено на территории деятельности Правдинской НРЭ Тюменского геологического управления, которой руководил Ф.К. Салманов [73]. Площадь распространения отложений тутлеймской свиты в центральной части Западно-Сибирского НГБ превышает 1 млн км<sup>2</sup>. Она залегает на глубинах 2500-3000 м, толщина свиты изменяется от 10 м в краевых частях до 60 м в депоцентре бассейна осадконакопления. Температура варьирует от 80°C до 134°C в зависимости от глубины [50], пластовое давление меняется от гидростатического до повышенного.

На начальных этапах освоения Западно-Сибирского НГБ предполагалось, что высокоуглеродистые формации имеют преимущественно однородное геологическое строение и литологический состав [77]. По мере изучения и освоения новых площадей, накопления фактических материалов стали выявляться различия в их строении. В настоящее время в составе высокоуглеродистых формаций выделяются мулымьинская, тутлеймская и баженовская самостоятельные свиты [50]. В зависимости от района залегания с учётом исследований кернового материала и изучения палеонтологических остатков, каждая из этих свит подразделяется на несколько типов, подсвит и пачек. Территории с одинаковым строением разреза объединялись в районы [105], а совокупность

разрезов – в зоны [50]. В области развития битуминозных отложений Западно-Сибирского НГБ выделяются Игримско-Леушинская зона, в пределах которой распространена мулымьинская свита, Берёзово-Тобольская, в которой выделяется тутлеймская свита (Рисунок 7), а также Тамбейско-Омская зона с ареалом распространения тутлеймской свиты [50].

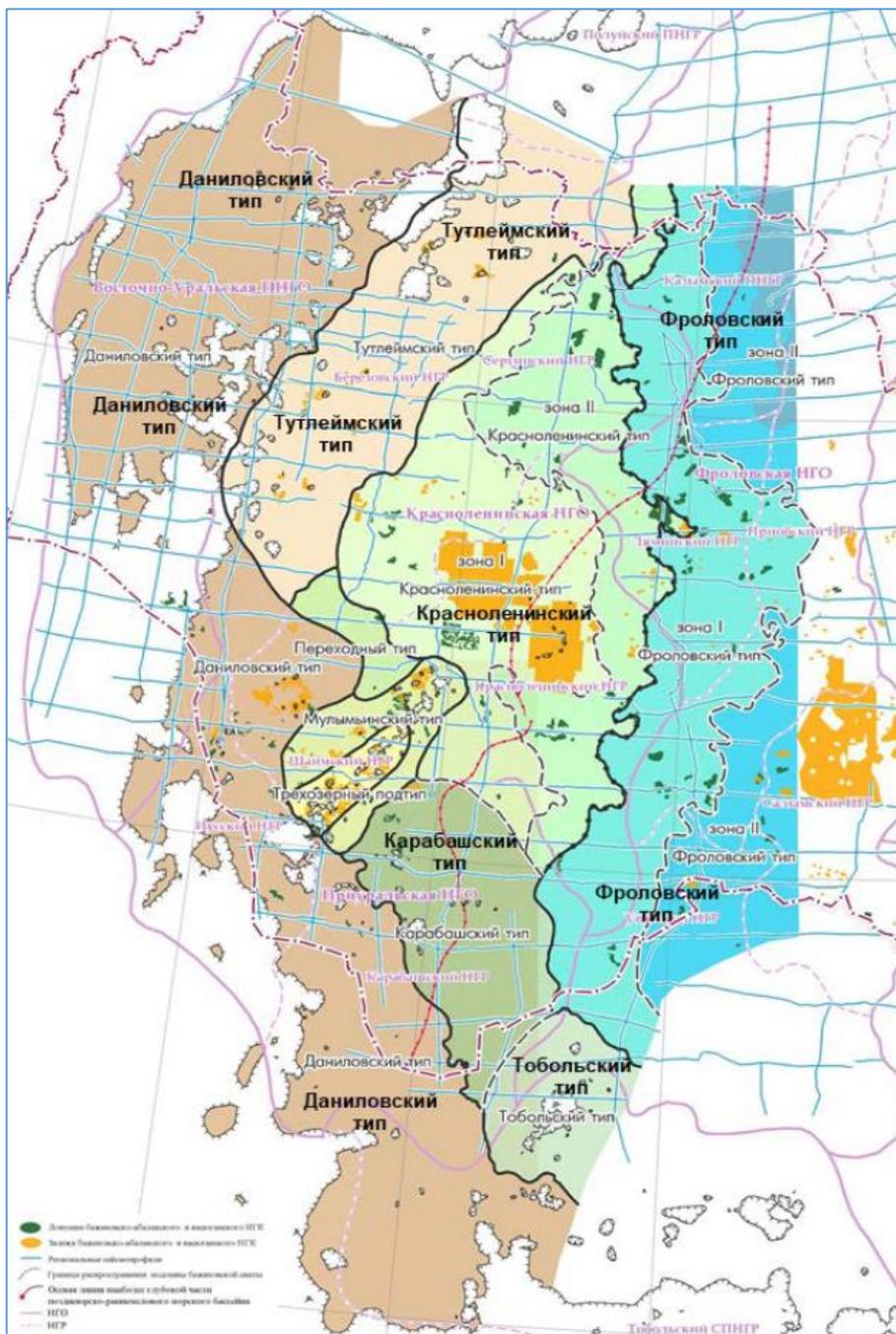


Рисунок 7 – Районирование баженовского горизонта на типы разрезов [81]

Высокоуглеродистые формации тутлеймской свиты изучены неравномерно, как и другие свиты Западно-Сибирского НГБ [50]. Наиболее изученными являются отложения тутлеймской свиты на территории Широкого Приобья (Салымский тип разреза). С открытием промышленной нефтеносности в Салымском районе началось комплексное

изучение тутлеймской свиты, создание методики выделения коллекторов и связанных с ними залежей УВ. Изучением строения и нефтеносности тутлеймских отложений занимались многие научные институты в т.ч. ВНИГНИ, ЗапСибНИГНИ, ИНГГ СО РАН, СибНИИНП, ИГИРГИ, МГУ им. Ломоносова, СНИИГГиМС и др. Многие авторы указывают, что традиционные методы исследований плохо неприменимы при изучении фильтрационно-емкостных свойств и нефтенасыщенности пород тутлеймской свиты [99, 71].

Численное моделирование генерационных процессов позволяет выявить закономерности размещения нефтяных залежей в тутлеймской свите [73]. Численное моделирование участка в центральной части Западно-Сибирского НГБ показало, что главная фаза нефтеобразования в пределах рассматриваемой зоны началась в сеноманское время и продолжается до сих пор (Сургутский свод) [73]. В наиболее мощных очагах плотность генерации битумоидов составила 6–10 млн т/км<sup>2</sup> битумоидов и углеводородных газов [73].

Г. Р. Новиков, Ф. К. Салманов и А.В. Тянь первыми высказали мнение, что притоки нефти в тутлеймской свите связаны с зонами трещиноватости. Получение промышленных фонтанов высококачественной нефти из тутлеймской свиты вызвало всплеск интереса среди геологов-нефтяников. Так, Ф.Г. Гурари, М.В. Дахновой, Ю.Н. Карогодиным, А.Э. Конторовичем, С.Г. Неручевым, И.И. Нестеровым, Ф.К. Салмановым, А.А. Трофимуком были изданы труды, посвященные геологии, нефтеносности и методике разработки залежей нефти тутлеймской свиты.

Особенности минерально-компонентного состава и литолого-фациальных реконструкций тутлеймской свиты были подробно описаны в работах В.И. Белкина, Ю.В. Брадучана, Ф.Г. Гурари, Е.А. Предтеченской, А.Н. Фомина, В.А. Захарова, М.С. Зонн, М.Ю. Зубкова, В.А. Казаненкова, Г.А. Калмыкова, Е.Е. Карнюшиной, Л.П. Климушкиной, Т.Т. Клубовой, А.Э. Конторовича, М.В. Корж, И.И. Нестеровым, Н.И. Коробовой, Т.А. Коровиной, В.Г. Эдер и др.

Исследования геохимической направленности и оценки нефтегенерационного потенциала были подробно описаны в исследованиях О.К. Баженовой, Т.К. Баженовой, И.В. Гончарова, М.В. Дахновой, Т.П. Емец, А.Э. Конторовича, Н.В. Лопатина, Е.В. Соболевой, Н.П. Фадеевой и др.

Модели коллекторских свойств предложены В.И. Белкиным, С.И. Билибиным, М.Ю. Гостевым, Т.В. Дорофеевой, Е.П. Ефремовым, М.Ю. Зубковым, О.Г. Красновым, Б.А. Лебедевым, Б.В. Позиненко и др.

Изучение тутлеймской свиты по данным исследований кернового материала и каротажа проводились О.В. Барташевич, М.А. Беляковым, Б.Ю. Вендельштейном, В.М. Добрыниным, Е.В. Замятиной, Б.Н. Зубаревым, Т.А. Ибрагимовой, В.Г. Мартыновым, Т.Ф. Соколовой, В.В. Хабаровым и др. [68].

Различные методики подсчёта запасов тутлеймской свиты предлагались и рассматривались М.Н. Кочетовым, В.П. Соничем, А.Я. Фурсовым, А.Г. Телищевым, В.П. Соничем, Э.М. Халимовым, А.Я. Фурсовым и др. [68].

Полученные результаты исследований позволяют говорить о значительной толщине тутлеймской свиты (по Ф.Г. Гурари), высокой концентрации  $C_{орг}$  (по Ф.Г. Гурари, А.Э. Конторовичу, В.И. Москвину, И.И. Нестерову, Г.Р. Новикову, Ф.К. Салманову, А.В. Тянь), развитии микрослоистости, приводящей автофлюидоразрыву слоев и формированию баженигов (по Ф.Г. Гурари, А.Э. Конторовичу, И.И. Нестерову); катагенезе ОВ, характерного для II половины главной зоны нефтеобразования [73]. Совместное использование этих критериев позволяет районировать территорию распространения тутлеймской свиты по степени перспективности на нефть [68].

При изучении литературы по тематике исследований выявлено, что разными авторами предлагаются различные критерии продуктивности тутлеймской свиты. Так, по данным С.И. Филиной [97] перспективные участки тутлеймской свиты выделяются на площадях со следующими условиями:

- Пластовые температуры выше  $100^{\circ}\text{C}$ ;
- Наличие глинистых экранов толщиной не менее 5 м, изолирующих породы тутлеймской свиты от выше- и нижележащих пластов;
- Наличие АВПД с коэффициентом аномальности не ниже 1.30;
- Содержание  $C_{орг}$  в породах не менее 7%;
- Наличие участков тектонического напряжения в зонах сочленения крупных тектонических элементов.

По данным Ф.Г. Гурари, перспективными на выделение залежей являются объекты со следующими критериями [58]:

- Наличие экранирующих толщ не менее 10 м, ограничивающих породы тутлеймской свиты от подстилающих и перекрывающих горизонтов;
- Толщина тутлеймской свиты не менее 25 м;
- Кажущееся сопротивление пород около  $150 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ;
- Общая гамма активность –  $35 (2.58 \cdot 10^{-10}) \text{ Кл/кг}\cdot\text{ч} (C_{орг}=7.5\%)$ ;
- Аномалия СП в диапазоне 20-25 мВ;

- Температура в кровле не менее 90°C.

М.Ю. Зубков определил, что механизм формирования вторичного коллектора тутлеймской и абалакской свит обусловлен тектоническим дроблением и последующим гидротермальным воздействием на определенные типы пород [63]. Он определил критерии следующие критерии нефтеносности:

- Температура в кровле не менее 95-100°C;
- Наличие экранирующих толщ не менее 10 м, ограничивающих породы тутлеймской свиты от подстилающих и перекрывающих горизонтов;
- Присутствие потенциально продуктивных пластов (ППП);
- Наличие зон тектонического дробления.

Ф.Я. Боркун особо выделяет важность температуры, как одного из поисковых критериев залежей тутлеймской свиты [48]. В процессе сопоставления схемы изученности испытаниями Фроловской мегавпадины с картами пластовых температур и давлений ТАК он отмечает, что «зоны распространения максимальных температур и давлений в значительной мере совпадают с зонами, в которых были получены притоки нефти» [48]. По его мнению, причиной одновременного возрастания температуры и давления в ТАК является преобразование  $C_{орг}$  с большей плотностью (1.12 г/см<sup>3</sup>) в нефть с меньшей плотностью (0.84 г/см<sup>3</sup>), и, как следствие, возрастание объема внутрипорового флюида в 1.33 раза [48].

Большинство исследователей принимает трещинную емкость пород за основной нефтесодержащий объем. Взгляды разных исследователей очень схожи [61]: несмотря на различные механизмы формирования нефтяных залежей в ТАК, исследователи однозначно признают, что они являются вторичными [68]. При этом условно принимается термин "залежь", под которым понимается непрерывное региональное распространение нефтенасыщенных пластов, связанное с низкой степенью их изученности. В настоящее время проблема нефтегазоносности ТАК заключается в отсутствии обоснованной методики картирования подвижных скоплений углеводородов в его пределах. Контуры этих скоплений строятся по скважинным данным и напрямую зависят от изученности объекта.

Отличительными чертами разреза тутлеймской свиты являются: а) надкларковое содержание  $C_{орг}$  и связанное с этим увеличение концентрации урана; б) преобладание биогенного кремнезёма над содержанием глиен (50-80% против 11-25%); в) вторичная карбонатизация и т.д. [68]

Связь содержания керогена с ураном считается фундаментальной для отложений с высоким содержанием  $C_{орг}$  (Рисунок 8). Это объясняется тем, что  $C_{орг}$  при разложении в придонном слое верхнеюрского морского бассейна создавало геохимические условия,

способствовавшие переходу растворенных в воде шестивалентных форм урана в четырехвалентные, которые в виде нерастворимых соединений выпадали на поверхность  $C_{орг}$  и вмещающие его минеральные компоненты [64]. При последующем уплотнении осадка процессы вторичного перераспределения урана не нашли широкого распространения и количество урана в настоящее время осталось пропорциональным количеству исходного  $C_{орг}$  в единице объема породы [64].

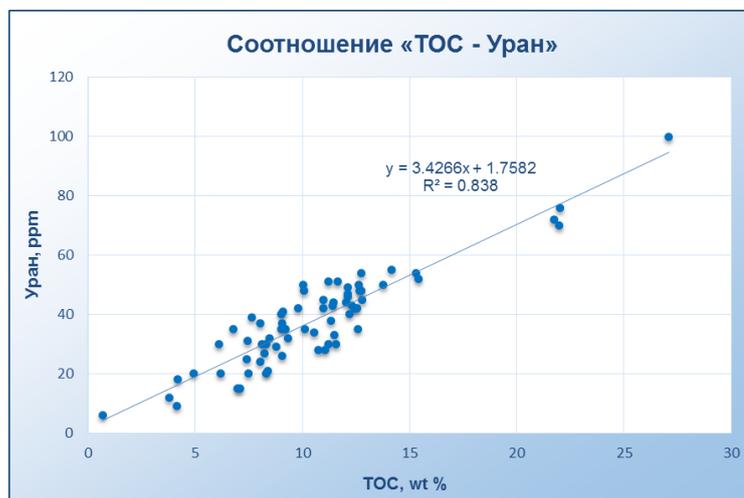


Рисунок 8 – Регрессионная корреляция между концентрацией урана и содержанием органического вещества

Тутлеймский седиментационный бассейн характеризовался некомпенсированным седиментогенезом и представлял эпиконтинентальное море с наклонными бортами [82]. Глубина бассейна, по оценкам разных авторов, до начала регрессии достигала 200-500 м [62]. В целом режим седиментогенеза был спокойным, о чем свидетельствует наличие пелитовой фракции и отсутствие следов волнения. Высокое содержание  $C_{орг}$  связано с большой площадью бассейна, поверхностными и донными течениями, осадконакоплением в анаэробных условиях, наличием псевдоабиссальной впадины (глубиной более 500 м), низкой суши и слабо протекающими процессами выветривания [62]. На глубоководность формирования отложений тутлеймской свиты указывают наличие большого количества планктонных организмов (радиолярий и др.), которые по аналогии с современным планктоном должны были совершать вертикальные перемещения в толще воды до 250 м; отсутствие волнений (наличие микрослоев толщиной несколько мм); отсутствие штормовых осадков [62].

В.А. Захаров рассматривает тутлеймский бассейн в качестве бассейна квазиокеанического типа [62]. Считается, что на месте современных Мансийской, Надымской и других впадин существовала простирающаяся с юга на север Центральная впадина (Рисунок 9) [62]. Тутлеймское море представляло собой сужающийся к северу эпиконтинентальный бассейн площадью более 2 млн км<sup>2</sup>. Главным источником сноса

являлась Сибирская суша на востоке. С Казахской суши на юге снос был менее существенным, вероятно, из-за более аридного климата. Уральский полуостров не существенно влиял на тутлеймский седиментогенез. На суше преобладало химическое выветривание, что определяло незначительное поступление глинистой фракции [62]. На востоке (вблизи Сибирской суши) дно было относительно мелководным, широким и пологим, а на западе (в том числе и в районе Красноленинского свода) более узким и крутым. Биологическая продуктивность моря была высокой [74].



Рисунок 9 – Схематическая карта обстановок седиментогенеза на севере Западно-Сибирского и смежных бассейнов в титон-берриасское время. Стрелки – возможные течения: теплые (сплошные стрелки) и холодные (пунктирные стрелки) поверхностные и холодные придонные (короткие стрелки) [62]

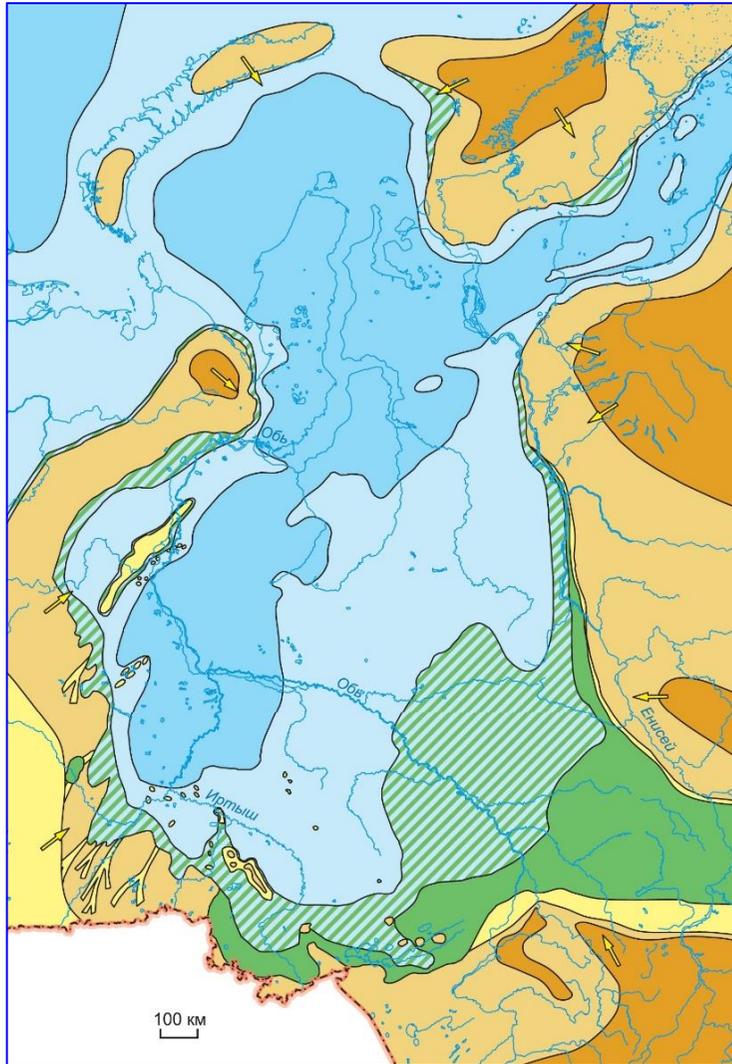


Рисунок 10 – Карта палеогеографической обстановки оксфордского времени, Западная Сибирь [74]

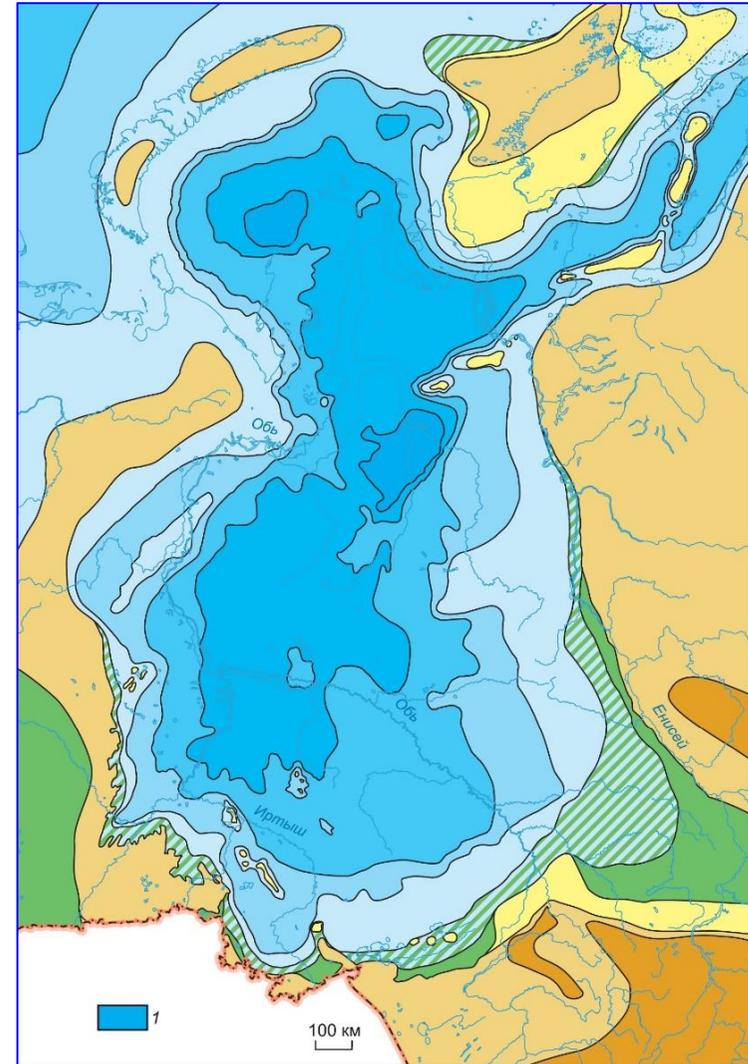


Рисунок 11 – Карта палеогеографической обстановки титонского времени, Западная Сибирь [74]

Особенный интерес представляют собой условия формирования тутлеймской свиты, которая накапливалась в центральной части бассейна, состав которых представлен углеродисто-кремнисто-глинистыми осадками [62]. К периферии бассейна они сменялись возрастными аналогами тутлеймской свиты. Для тутлеймского времени характерен субтропический климат (семиаридный на юге и семигумидный на севере). Средняя температура вод согласно палеотермометрии составляла +15-18°C [62]. Температура вод в придонной зоне могла снижаться до нескольких градусов. Солёность бассейна была близка к современной нормальной солёности (34-35 ‰).

Характерны несколько этапов седиментогенеза в центральной части тутлеймского моря [62]. На первом этапе седиментогенеза наблюдалось пониженное поступление глинистого материала (5-10 %) на фоне накопления, в основном, радиоляриевых илов (около 80% SiO<sub>2</sub>). На втором этапе увеличилось накопление глинистых осадков. При этом возросли темпы жизнедеятельности фитопланктона [62]. Содержание C<sub>орг</sub> достигло 10-20%. На третьем этапе произошел расцвет кокколитофоридовых водорослей вместе с радиоляриями. На последнем [четвёртом] этапе отложения пород тутлеймской свиты увеличилась степень седиментации глинистого материала. Условия для жизнедеятельности зоо- и фитопланктона ухудшились [62]. Темп накопления осадков снизился – при скоростях прогибания 0.012-0.015 мм/год он составлял примерно 0.002-0.003 мм/год [83]. Территория Красноленинского свода в титонское время относилась к зоне глубокого моря глубиной 200-400 м.

Важно отметить, что в северной части (в районе современного п-ова Ямал) море сообщалось с арктическим бассейном [62]. Вероятно, что вертикальные движения подводного выступа (порога) регулировали поступление водных масс и аэрацию в бассейне баженовского моря [62]. Процессы накопления C<sub>орг</sub> в осадках баженовского бассейна требуют особого внимания. В.А. Захаров [62] связывает огромное скопление C<sub>орг</sub> «не столько с уникальностью экосистемы, сколько с длительностью её функционирования». Функционирование тутлеймской экосистемы продолжалось около 8 млн лет [50], поддерживалось круговоротом как живого вещества, так и принесённого течениями из Арктики, циклоническими течениями, придонными противотечениями и сносом с пенеппенизированной суши [74].

Центральным звеном экосистемы был фитопланктон (Рисунок 12). Ядро экосистемы состояло из разнообразных организмов-продуцентов и консументов [62]. Экосистема была эвтрофной. Нормальные биологические циклы обеспечивали поступление в осадок разнообразного ОВ. Необходимо отметить, что современные обитатели морей способны накапливать химические элементы, при этом их концентрация во много раз может

превышать концентрации этих элементов в воде [108]. На основании этого можно полагать, что высокое содержание микроэлементов связано с функцией организмов концентрировать их в себе [62].

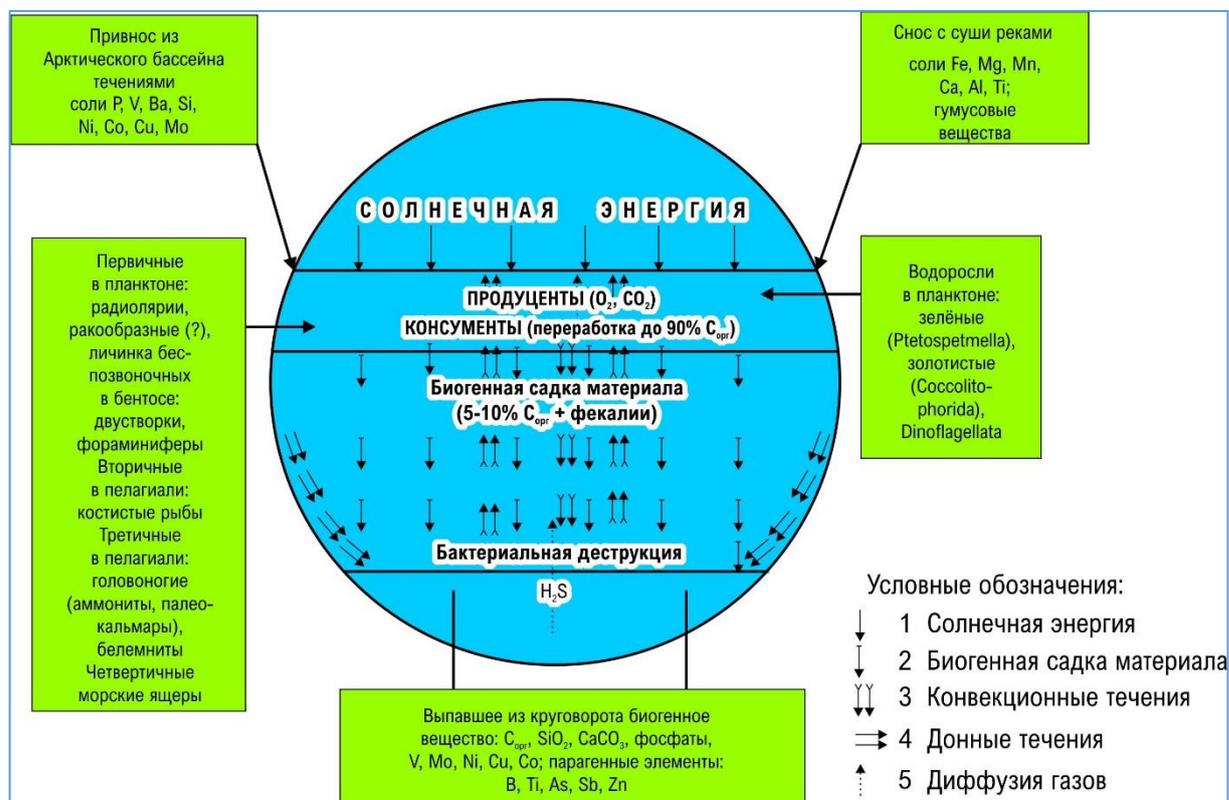


Рисунок 12 – Модель экосистемы баженовского моря [50]

В составе отложений баженовского горизонта (БГ) Западно-Сибирского НГБ выделены тутлеймская и другие свиты, отличающиеся между собой по строению и области распространения [50]. Породы тутлеймской свиты Красноленинского НГКМ характеризуются сложным минерально-компонентным составом. Главными компонентами являются минералы глин (15-20%), кремнезема (35-80%), карбонатов (8-12%) и кероген (10-30%). Соотношение породообразующих компонентов в породе постоянно меняется с преобладанием либо кремнезема, либо карбонатного вещества (Рисунок 13). Для пород тутлеймской свиты отмечено присутствие пирита, содержание которого изменяется в интервале 2-10%. Содержание глин не превышает, как правило, 30% [68]. В исследованиях М.Ю. Зубкова содержание и соотношение глинистых минералов лежит в основе разделения разреза ТАК на геохимические фации – хлорит-сидеритовую и пиритовую [64]. Основная характеристика тутлеймской свиты состоит в том, что она является нефтематеринской, т.к. в ней в достаточном количестве присутствует C<sub>орг</sub>. По химическому составу отложения тутлеймской свиты отличаются от вмещающих пород повышенным содержанием кремнезема, пирита, серы и элементов с высокой геохимической подвижностью – Ca, Mg,

K, Na, Si, Al, Fe, V, P и др. В высокобитуминозных породах отмечается увеличение V, Ni, Mo, Cu, U, B, Sr. В незначительных количествах присутствует гадолиний (Gd).

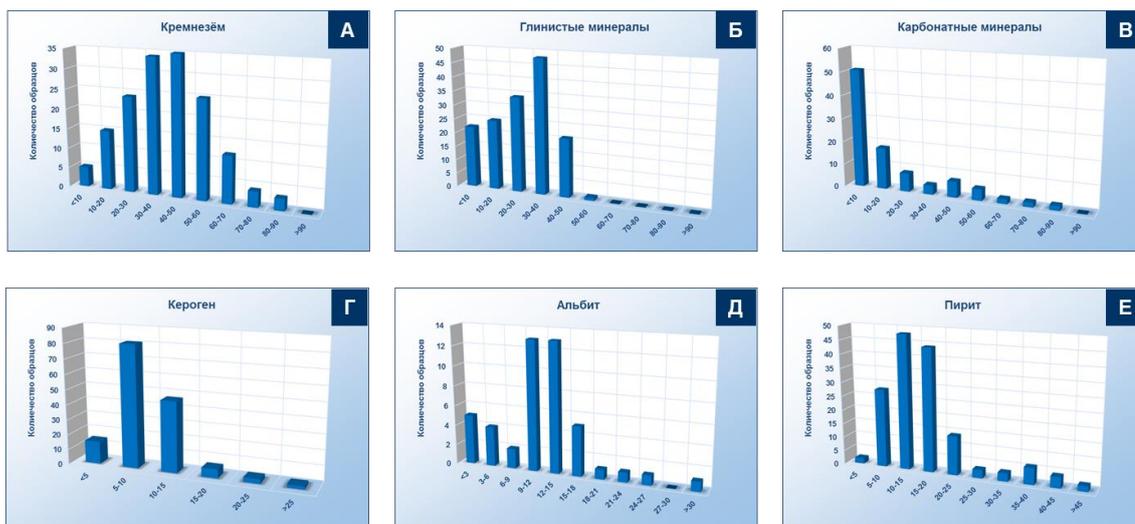


Рисунок 13 – Гистограмма содержания породообразующих минералов в породах тутлеймской свиты. А – Кремнезём, Б – Глинистые минералы, В – Карбонатные минералы, Г – Кероген, Д – Альбит, Е – Пирит

Возрастной диапазон тутлеймской свиты заключен в стратиграфическом интервале средневолжского подъяруса – нижнего валанжина [62]. Максимум стояния уровня моря пришёлся на средневолжское время. Затем, примерно с начала берриасского времени началось сокращение моря и его отступление на запад (Рисунок 14).

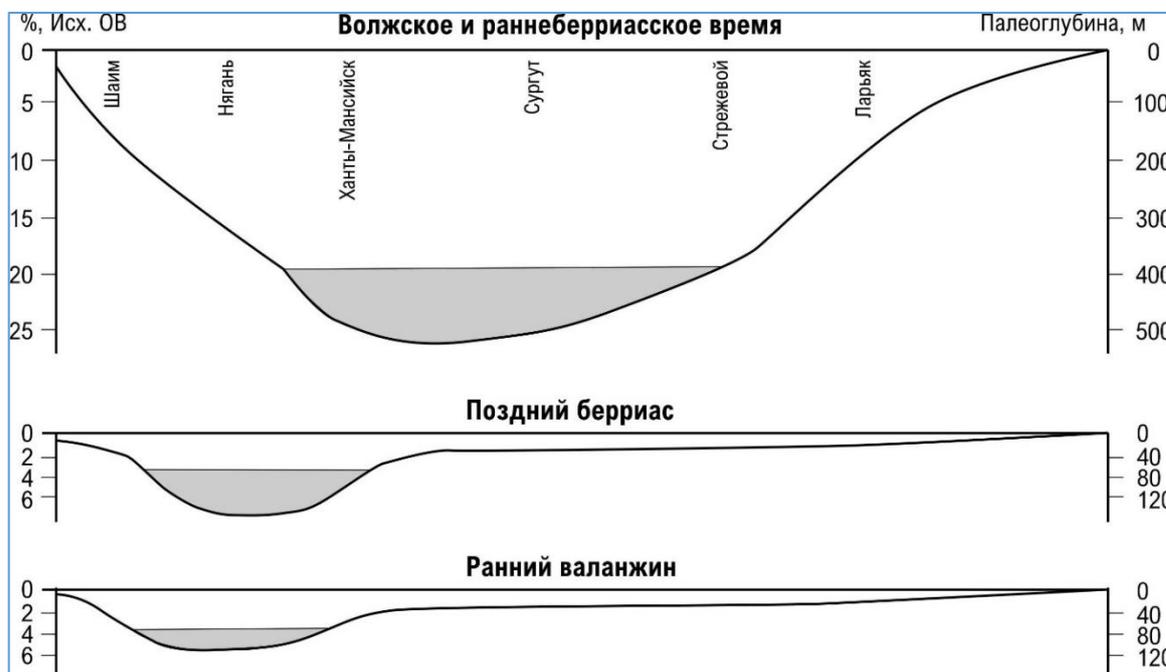


Рисунок 14 –Профиль баженовского бассейна относительно широтного Приобья в позднеюрское-раннемеловое время [62]

Прогибание Западно-Сибирской плиты в берриас-валанжинское время было компенсировано накоплением глинистых отложений нижней части фроловской свиты в

готерив-барремское время. Раннеаптская трансгрессия сопровождалась интенсивным накоплением тонкообломочных отложений на фоне ослабленного гидродинамического режима. С данной обстановкой седиментации связано отложение осадков верхней части фроловской свиты, кошайской и алымской свит.

Литологический состав пород тутлеймской свиты в основном представлен кероген-глинисто-кремнистыми породами.  $C_{орг}$  в данных породах является породообразующим компонентом [59, 50, 69, 67]. К настоящему времени выделено нескольких генетических типов коллекторов [44, 45, 67], с которыми связаны залежи:

- пустоты растворения и перекристаллизации, которые формируют коллектор порового типа в кремнистых и кальцитизированных радиоляритах, в основном за счёт растворения скелетов радиолярий;
- макро- и микротрещины, за счет которых формируется трещинный коллектор в карбонатных породах;
- керогеновая пористость и связанные с ней микротрещины, которые достигают необходимых объемов и начинают сообщаться между собой на стадиях катагенеза МК<sub>2-3</sub> и выше.

А.Э. Конторович и соавторы [73] полагают, что для реализации разработки и эксплуатации объектов тутлеймской свиты необходимо сначала разработать и апробировать:

- методику выявления перспективных объектов,
- методику выявления по данным ГИС продуктивных интервалов,
- эффективный подход к подсчету запасов и методы оценки ресурсов,
- рациональный и эффективный комплекс ГИС для разреза БС,
- технологии разработки скоплений нефти в тутлеймской свите с использованием горизонтального гидроразрыва.

К таким объектам, например, можно отнести малопроницаемые карбонатные коллектора, нетрадиционные сланцевые и сложно построенные коллектора. Эти, как правило, осваиваются путем проведения многостадийного ГРП в горизонтальной секции скважины. Стоимость этих операций может значительно превышать затраты на бурение и освоение интервалов с традиционными средне и высокопроницаемыми коллекторами. Поэтому актуальной проблемой на сегодняшний день является качественный выбор и оценка перспективных интервалов для проведения стимуляции путем ГРП в интервале ТАК. Эффективность ГРП зависит от напряжений *in situ* и механических свойств пород (модуля Юнга, коэффициента Пуассона, угла внутреннего трения, прочности, трещиностойкости, изотропии и анизотропии данных параметров) [35].

В настоящее время основной объем опытно-промышленной эксплуатации тутлеймской свиты осуществляют ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Роснефть», АО «РИТЭК» и ПАО «Газпром нефть». Все перечисленные компании в той или иной степени учитывают опыт добычи сланцевой нефти в США. В первую очередь они испытывают карбонатно-кремнистые пласты, закладывают в данные интервалы наклонно-направленные и горизонтальные скважины с последующим гидроразрывом пласта. АО «РИТЭК» также использует технологию термогазового воздействия [46].

ПАО «Сургутнефтегаз» ведет промышленную разработку залежей тутлеймской свиты с 2005 года. За это время компания собрала большой объем данных о строении изученных пластов. Компания провела ряд промысловых испытаний скважин и исследований керна и разработала детальную технико-техническую основу для разработки продуктивного пласта Ю0. Она включает в себя добычу нефти естественными методами добычи, образование искусственных трещин за счет ГРП, а также гидротермальное воздействие.

Наиболее перспективные зоны пласта Ю0 характеризуются мощностью 16–40 м, диапазоном температур 90–120 °С и пластовым давлением 40–45 МПа. Коэффициенты аномалии пластового давления изменяются от 1.2 до 1.86. С июля 2014 г. компания имеет в эксплуатации 10 нефтяных месторождений, на которых более 1000 разведочных скважин вскрыли тутлеймскую свиту. При этом на 420 скважинах получен приток нефти, на 112 скважинах достигнута промышленная добыча (более 3 м<sup>3</sup>/сут). К 2014 году накопленная добыча составила 548 000 тонн. Общая площадь перспективной зоны добычи и доразведки составляет 17 000 км<sup>2</sup> в пределах участков ПАО «Сургутнефтегаз», ресурсная составляющая 20,3 млрд тонн нефти и около 90 млрд тонн керогена [46].

Компания ООО «РН-Юганскнефтегаз» занимается промышленной разработкой месторождений тутлеймской свиты на территории Салымского НГКМ с 1974 года. На начало 2006 года объем добычи на Салымском НГКМ составил 2,1 млн. тонн, а к 2008 году этот показатель увеличился до 35,4 тыс. тонн, к 2009 году – до 68,1 тыс. тонн, к 2010 году – до 101,3 тыс. тонн, и к 2012 году было добыто 2,3 млн. тонн. Основным перспективным методом разработки отложений тутлеймской свиты является горизонтальное бурение с многоступенчатым гидроразрывом пласта (ГРП), аналогично технологии добычи сланцевого газа в США. Компания ООО «РН-Юганскнефтегаз» впервые применила этот метод в 2011 году на северной части Приобского НГКМ, где было выполнено семь операций ГРП в горизонтальном стволе протяженностью 1 км. Полученные начальные объемы добычи превысили 246 т/сут. В настоящее время технология гидроразрыва пласта применяется как при разработке коллекторов традиционного типа, так и нетрадиционных коллекторов. Например, после проведения гидроразрыва пласта на Салымском

месторождении, дебит нефти достиг 33 м<sup>3</sup>/сут. Однако спустя 17 суток эксплуатации дебит резко упал до 18 м<sup>3</sup>/сут, что характерно для тутлеймской свиты. Необычный подход к разработке связан в первую очередь с неоднородностью физико-химических свойств пластов, отсутствием краевых и подошвенных вод, высокими начальными значениями пластового давления, а также значительными глубинами залегания пластов и высокой температурой. Однако указанные факторы существенно усложняют процесс гидроразрыва пласта, например, из-за высокого пластового давления трещины могут не раскрыться полностью. Для проведения гидроразрыва пласта необходимо обеспечить надежное закрепление искусственно созданных трещин, что представляет сложность в глинистых породах [46].

ПАО "Газпром нефть" активно проводит исследования тутлеймской свиты с 2012 года на различных участках, включая Пальяновскую площадь Красноленинского НГКМ, Верхнесалымский НГКМ и южную часть Приобского НГКМ. В рамках этих проектов весной 2013 г. было завершено бурение оценочной скважины на Пальяновской площади Красноленинского НГКМ, что позволило получить приток 80 м<sup>3</sup>/сут из тутлеймской свиты. В 2015 г. "Газпромнефть-Хантос" достигла первого притока нефти из тутлеймской свиты на лицензионном участке в южной части Приобского НГКМ после испытания двух поисково-оценочных наклонно-направленных скважин с применением ГРП. Целью ПАО "Газпром нефть" в области разработки нефти из тутлеймской свиты является достижение уровня добычи около 2,5 млн т УВ в год к 2025 г., при этом общий объем добычи к этому времени должен превысить 15 млн т [46].

Опыт ОАО «РИТЭК» является применение технологии термогазового воздействия при опытно-промышленной разработке залежей тутлеймской свиты. Применение ТГВ предполагалось изначально для увеличения эффективности разработки. В основе ТГВ лежит поддержание пластового давления за счет нагнетания кислородсодержащей смеси. За счет увеличения температуры активизируются окислительные процессы, в результате которых за счет интеграции теплового и газового воздействия происходит увеличение дебитов углеводородов.

### **Сравнение ТАК с аналогичными формациями месторождений США**

Сланцевые формации США (Рисунок 15) различаются по возрасту, глубине залегания, толщине, содержанию  $C_{орг}$  и другим параметрам. Каждый отдельный сланцевый комплекс в чем-то уникален. Конкретное свойство, которое бы относило сланцевую формацию к экономически успешной, выделить невозможно. Успех разработки сланцевой формации зависит от сочетания нескольких параметров. Так же как нет единого аналога для

сланцевых бассейнов США, так и не существует одного единственного аналога для ТАК Западной Сибири. Ниже проведен сравнительный анализ для выявления различий и сходств тутлеймской свиты со сланцевыми формациями США.

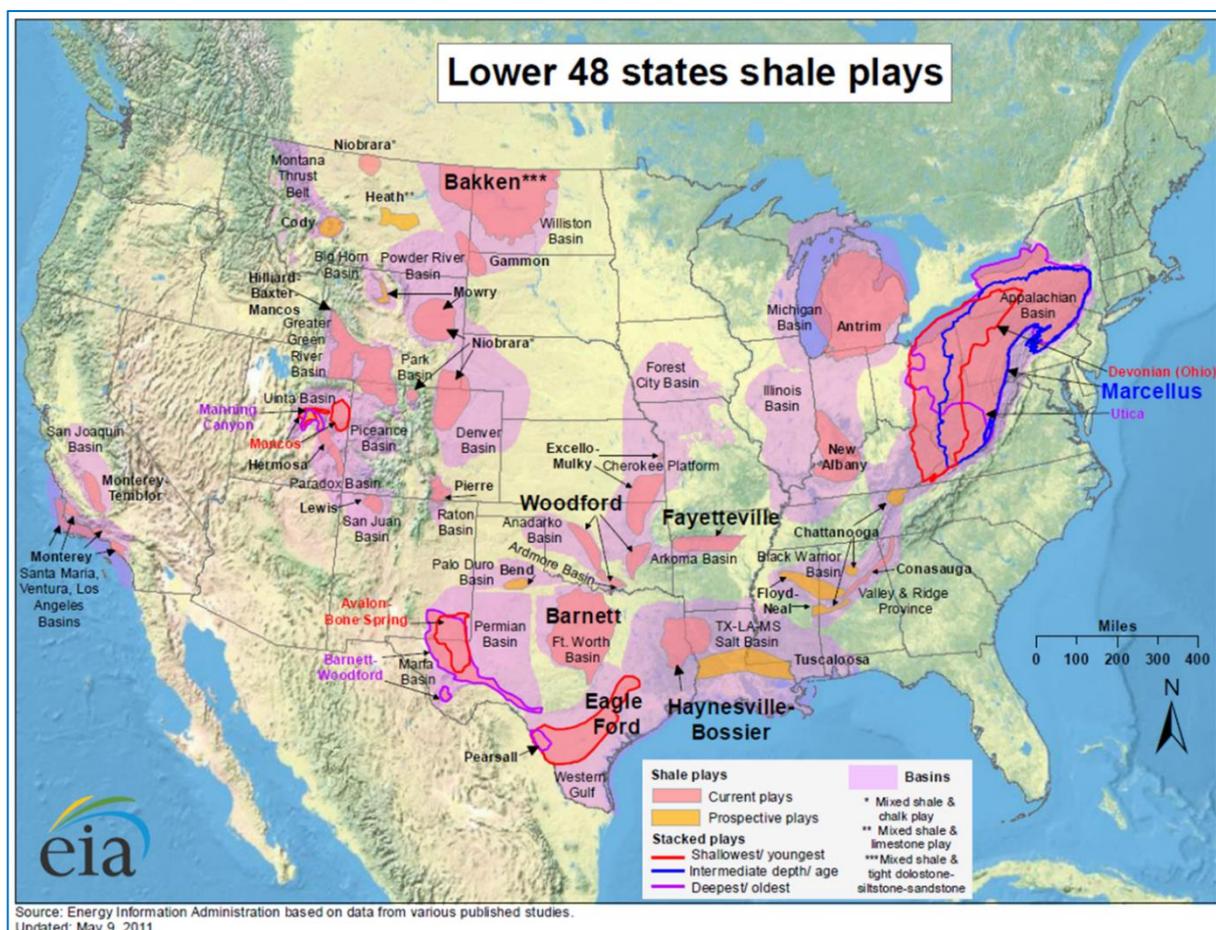


Рисунок 15 – Обзорная карта сланцевых месторождений США [24]

### Глубина залегания и зрелость

В рамках Западно-Сибирского НГБ можно наблюдать значительные изменения в глубине залегания тутлеймской свиты, что обуславливает значительные вариации зрелости данных отложений (Рисунок 16). Диапазон глубин залегания и показателей зрелости тутлеймской свиты ближе к нерентабельным зонам комплекса Eagle ford и близок к диапазонам значений в нерентабельных сланцах Antrim и New Albany. Это может косвенно указывать на более высокий экономический риск разработки тутлеймской свиты.

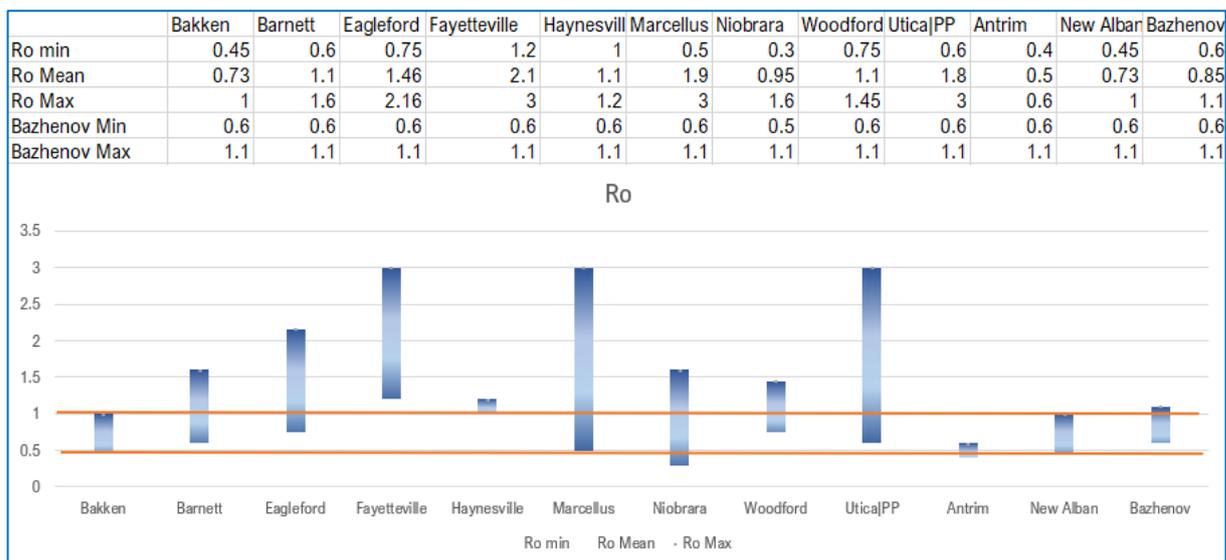


Рисунок 16 – Сравнение отражательной способности витринита тутлеймской свиты и основных нетрадиционных формаций США [106]

Исключением из правил по диапазону зрелости является сланцевый комплекс Bakken. В этом комплексе зрелость низкая, но он, тем не менее, остается высокопродуктивным генератором нефти. Возможно, объяснением этой очевидной аномалии по зрелости является геологическая природа Bakken. Фактическая добыча происходит при гидроразрыве очень плотного доломитового карбоната, который при высокой плотности все же имеет потенциал к созданию проницаемости и емкостных каналов, что больше имеет сходство с центральной частью традиционного НГБ, куда УВ попали в результате миграции, а не сгенерированы на месте. Некоторые источники показывают, что нефть в комплексе Bakken возможно мигрировала на расстояния порядка 20-30 км, и это не истинный материнский коллектор. Если это так, то Bakken можно рассматривать в качестве аналога абалакской свиты, как углеводородногоместилища тутлеймской нефти.

### Толщина

Толщина тутлеймской свиты варьирует от 2 до 60 м, что меньше толщины таких формаций как Bakken и Barnett. В процессе дальнейшего изучения важно определить вертикальные вариации  $C_{орг}$ . Важно также иметь представление о вертикальном распределении хрупкости, пористости, проницаемости и зрелости для выделения потенциальных sweet-spot зон (Рисунок 17).

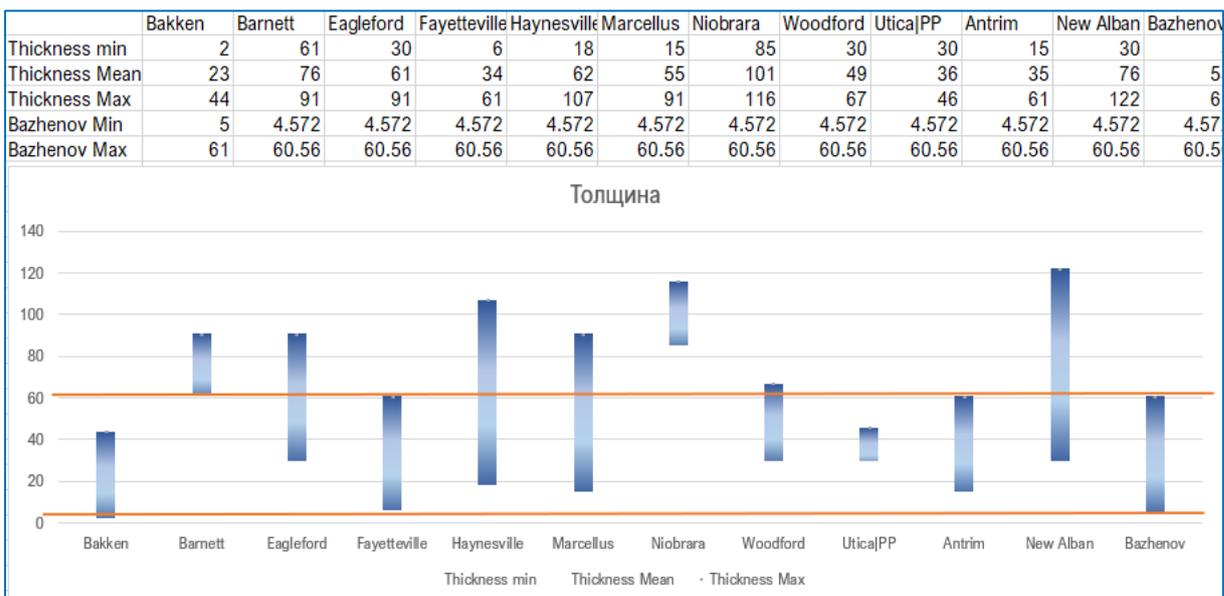


Рисунок 17 – Сравнение толщины тутлеймской свиты и основных нетрадиционных формаций США [106]

### Пористость

Породы тутлеймской свиты характеризуются низкими значениями пористости и практически полным отсутствием проницаемости (менее 0.1 мД), и при пористости 6% порода практически не отдает нефть в скважину (Рисунок 18).

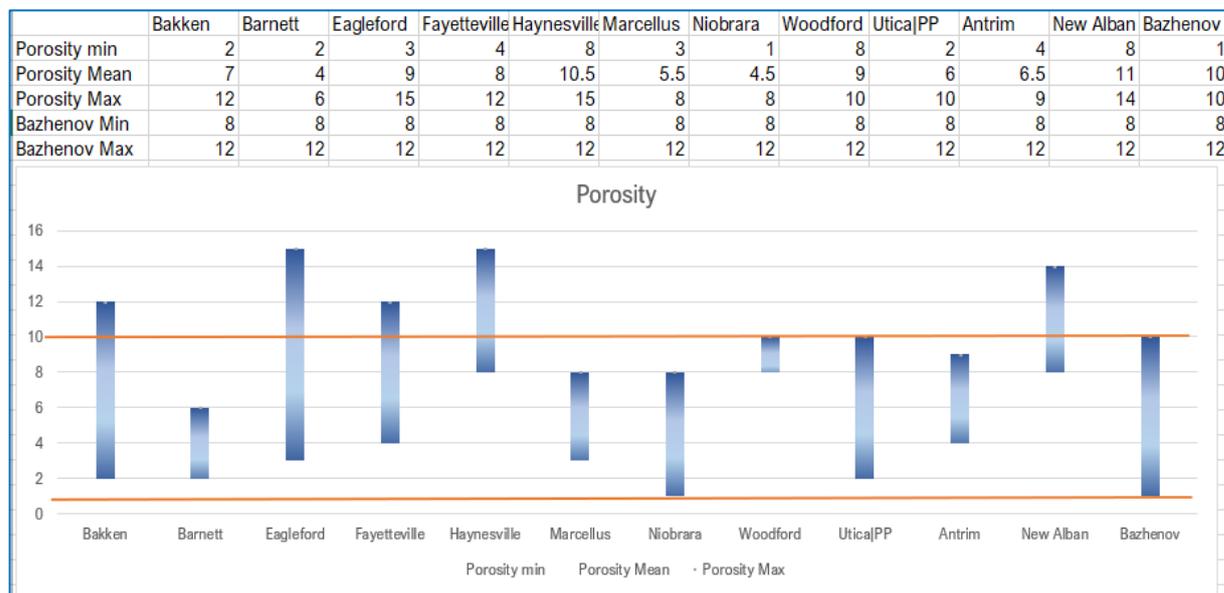


Рисунок 18 – Сравнение пористости тутлеймской свиты и основных нетрадиционных формаций США [106]

### Содержание органического углерода $C_{орг}$

Широкий спектр значений  $C_{орг}$ , характерный для тутлеймской свиты (Рисунок 19), указывает на большое разнообразие источников углерода в период осадконакопления. Несмотря на высокую вариативность, почти все значения  $C_{орг}$  находятся в диапазоне выше известных продуктивных сланцевых комплексов. В целом содержания  $C_{орг}$  более 2%

достаточно для того, чтобы в материнской породе произошла генерация значительных объемов нефти и газа при благоприятном уровне зрелости. Высокие показатели  $S_{орг}$  могут оказать неблагоприятное воздействие на эффективность гидроразрыва пласта, так как повышенное содержание  $S_{орг}$  увеличивает пластичность породы.

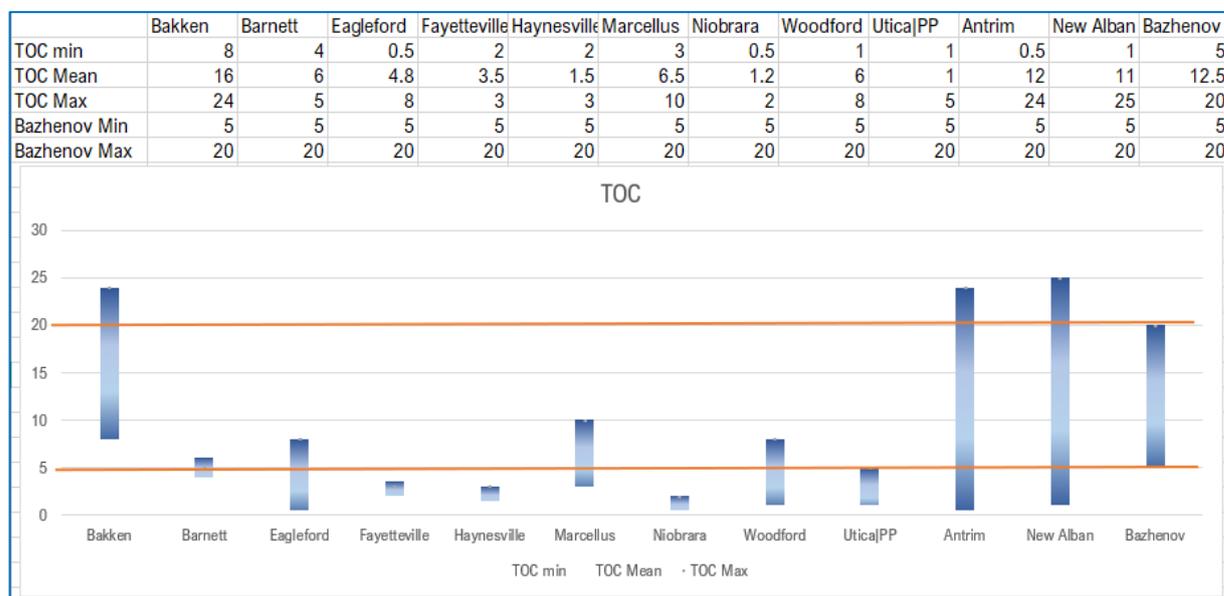


Рисунок 19 – Сравнение  $S_{орг}$  тутлеймской свиты и основных нетрадиционных формаций США [106]

### Модуль Юнга и коэффициент Пуассона

Значения механических свойств (Рисунок 20, Рисунок 21) в тутлеймской свите сопоставимы с показателями формаций США, из которых производится добыча. Однако, тутлеймская свита отличается от сланцевого комплекса Barnett, и не будет иметь такую же низкую горизонтальную анизотропию (Рисунок 22). Это может означать, что тутлеймская свита не может легко образовывать сложные трещины II порядка, которые появляются в результате гидроразрыва пласта в Barnett, и потребует применения технологий гидроразрыва отличных от тех, что используются в Barnett. По характеру развития искусственной трещиноватости тутлеймской свиты схожа с Montney и Haynesville.

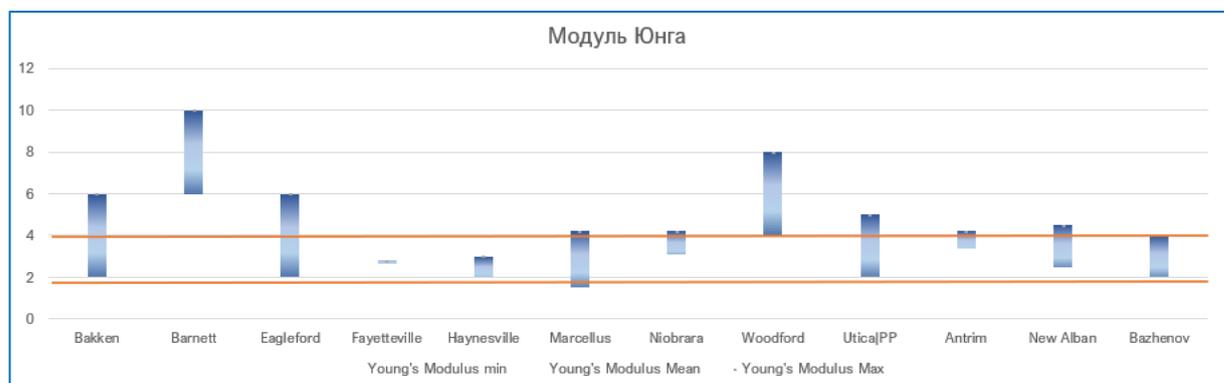


Рисунок 20 – Сравнение модуля Юнга тутлеймской свиты и основных нетрадиционных формаций США [106]

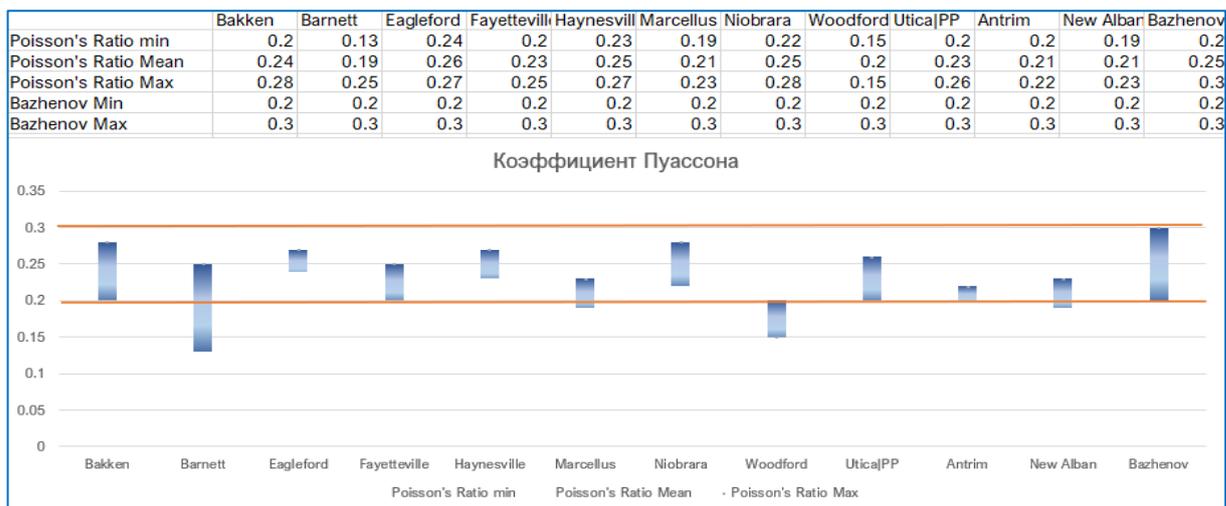


Рисунок 21 – Сравнение коэффициента Пуассона тутлеймской свиты и основных нетрадиционных формаций США [106]

	Сложная система трещин	Сложная система трещин	Сложная планарная система трещин	Планарная система трещин	Планарная система трещин
Геометрия трещин					
Анизотропия напряжений	Низкая → Высокая				
Индекс хрупкости	Хрупкие породы ← → Пластичные породы				
Пример резервуара	Barnett	Woodford	Bakken	Haynesville	Montney
	← Площадь дренирования и проводимость трещин				
	← Естественные трещины				

Рисунок 22 – Контролирующие параметры трещин ГРП и зависимость конфигурации трещин ГРП от анизотропии напряжений и индекса хрупкости [106]

### Минералогический состав

Минералогический состав тутлеймской свиты имеет схожие характеристики со сланцевыми комплексами Woodford и Barnett (Рисунок 23). Понимание того, как изменяется минералогия в рамках НГБ, а также как она меняется с глубиной, очень важно для определения потенциала тутлеймской свиты как материнского коллектора. Размеры бассейна осадконакопления тутлеймской свиты также оказали существенное влияние на сильную латеральную изменчивость минералогического состава.

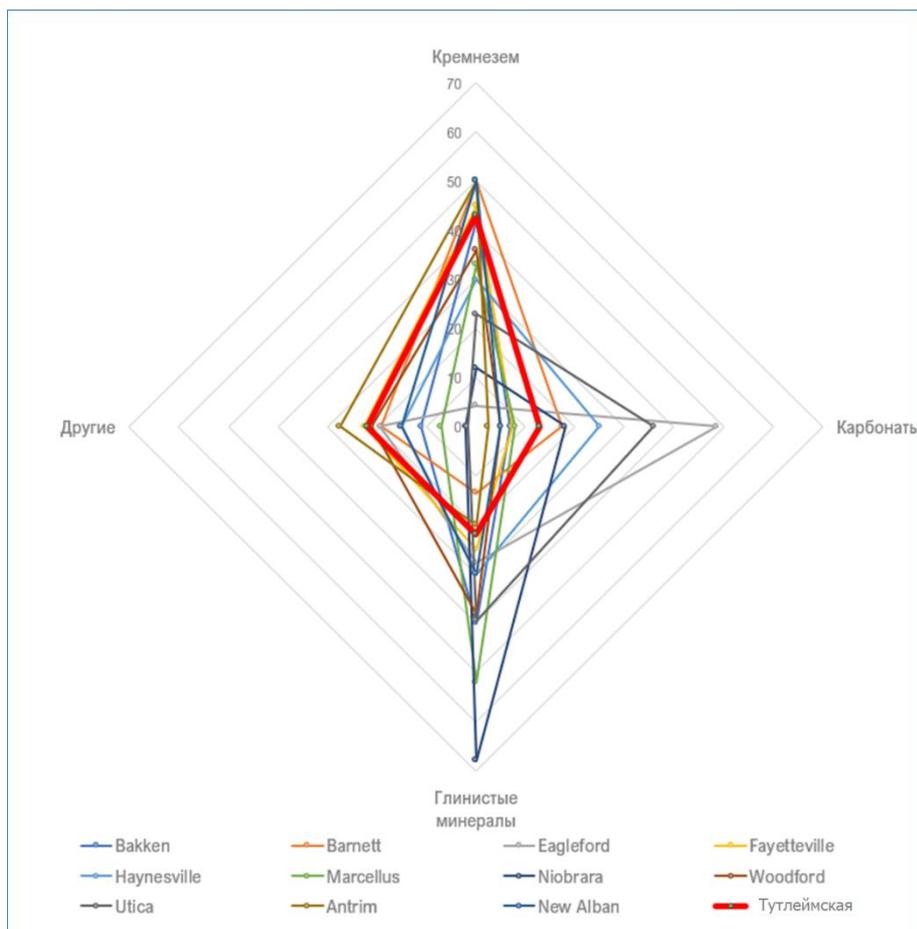


Рисунок 23 – Сравнение минерального состава тутлеймской свиты и основных нетрадиционных формаций США [106]

### **Сравнение условий осадконакопления**

При сопоставлении условий осадконакопления ТАК и сланцевых комплексов Barnett, Woodford и Fayetteville невозможно провести полную аналогию, так как отдельные литотипы в зарубежных аналогах формировались в более высокоэнергетических условиях осадконакопления. По-видимому, это связано с наличием подводных течений или волновой деятельностью. В ТАК подобные высокоэнергетические условия условно можно отметить только в кровле абалакской свиты при формировании глауконитового слоя, но здесь скорость седиментации ниже, т. к. наблюдается сильная биотурбация [106].

В целом, зарубежные сланцевые формации и ТАК формировались приблизительно на одних морских глубинах примерно 100-300 м с периодическими колебаниями уровня моря, при которых происходило сокращение (увеличение) терригенного приноса и изменение доли планктоногенного материала. Осадконакопление фаций “siliceous non-calcareous mudstone” и “siliceous calcareous mudstone” происходило в условиях, аналогичных осадконакоплению верхней части тутлеймской свиты. Это наиболее глубоководные условия, где формировались глинисто-кремнистые и глинисто-карбонатно-кремнистые породы. “Micritic/limy mudstone” и “bottom current calcareous” литофации, по-видимому,

можно ассоциировать с карбонатными известняками, расположенными в кровле абалакской свиты и связанными с началом морской трансгрессии. Фации “Phosphatic deposit”, “Dolomitic mudstone concretion” можно соотнести с абалакскими отложениями, где присутствуют фосфат-сидеритовые конкреции, сформированные в более глубоководных условиях по отношению к вышележащей абалакской пачке. Различие проявляется в том, что в абалакское время формировались отдельные конкреции, а в западных формациях это протяженные фосфатные слои. По-видимому, формирование таких слоев связано с большим количеством органогенного материала, более медленной скорости седиментации и большей степенью воздействия щелочной восстановительной среды [106].

### **Роль геомеханики в мировой практике разработки сланцевых резервуаров**

Сложность разработки пород тутлеймской свиты обусловлена прежде всего особенностями самого резервуара – нефтегазоносность в этом случае связана и с наличием органического углерода, углеводородных соединений, физически связанных с  $C_{орг}$  и матрицей пород. Данная категория запасов нуждается в формировании нестандартных подходов к поиску, разведке и добыче, внедрении новых методик и технологических решений. Основополагающей является технология бурения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта, однако технологии, применяемые в этом случае, столь же нетрадиционны: высокие скорости закачки, значительные объемы закачиваемой жидкости, сложное оборудование – все это отличает технологии ГРП для тутлеймских отложений от тех, что давно и успешно применяются на традиционных отложениях.

Одним из инструментов, позволяющих корректно спроектировать горизонтальную скважину и подобрать оптимальный дизайн ГРП, является геомеханическое моделирование. Как считает эксперт ООО «Газпром нефть НТЦ», Д. Е. Заграновская: «Геомеханическое моделирование и расчет устойчивости ствола скважины в настоящее время это как бы "новый стандарт" для оптимизации бурения эксплуатационных и разведочных скважин. <...> Геомеханическое моделирование глубоководных отложений бажено-абалакского комплекса позволило успешно пробурить первые горизонтальные скважины на [Пальяновском] месторождении <...>. Результаты бурения показали хорошую сходимость модели устойчивости с фактическим состоянием скважины» [61].

Необходимо выделить наиболее важные геомеханические параметры для определения интервалов для проведения ГРП. В работах [36, 27, 40, 14] в качестве основного критерия для выделения перспективных интервалов для ГРП предлагается использовать хрупкость горных пород. Хрупкость – это условная величина, характеризующая склонность горной породы к образованию трещин и удерживанию их в раскрытом состоянии. Считается, что чем выше хрупкость горной породы, тем легче

создать в ней трещину, но, как показывает практика, это не всегда верно. На сегодняшний день нет унифицированной общепринятой методики оценки хрупкости [28].

Существует три основных подхода к определению хрупкости (Таблица 2):

- Определение хрупкости на керне в лабораторных условиях (В<sub>1</sub>-В<sub>8</sub>);
- Определение хрупкости на основе анализа минералогического состава (В<sub>9</sub>-В<sub>11</sub>);
- Определение хрупкости с использованием механических свойств горных пород (В<sub>Q1</sub>-В<sub>Q4</sub>).

Лабораторный способ оценки хрупкости не получил сильно широкого распространения из-за трудностей изготовления образцов, удовлетворяющих требованиям проведения тестов. Особенно эта проблема актуальна в интервалах нетрадиционных сланцевых пород [36]. Второй метод основан на оценке минерального состава горных и выделении “хрупких” минералов и компонентов, увеличивающих пластичность [29, 37]. Однако не всегда минералогическая хрупкость соответствует действительности, т.к. данный метод не учитывает влияние диагенеза [10]. Третий метод, предложенный Rickman et al, базирующийся на использовании механических свойств [36], является наиболее распространенным, особенно при оценке упругих свойств горных пород по ГИС.

Таблица 2 – Сводная таблица формул расчета индекса хрупкости, используемых в мировой практике [42]

Формула	Ссылка	Номер
1	2	3
$B_1 = \frac{\varepsilon_{el}}{\varepsilon_{total}}$ <p><math>\varepsilon_{el}</math> – упругая деформация, д. е.  <math>\varepsilon_{total}</math> – полная деформация, д. е.</p>	[15]	(2.1)
$B_2 = \frac{W_{el}}{W_{total}}$ <p><math>w_{el}</math> – энергия упругой деформации, Дж  <math>w_{total}</math> – полная энергия, Дж</p>	[12]	(2.2)
$B_3 = \frac{C_0 - T_0}{C_0 + T_0}$ <p><math>C_0</math> – предел прочности при сжатии, МПа  <math>T_0</math> – предел прочности при растяжении, МПа</p>	[25]	(2.3)
$B_4 = \sin \varphi$ <p><math>\varphi</math> – угол внутреннего трения, °</p>	[25]	(2.4)
$B_5 = \frac{\tau_{max} + \tau_{res}}{\tau_{max}}$ <p><math>\tau_{max}</math> – предел прочности при сдвиге, МПа  <math>\tau_{res}</math> – остаточная прочность при сдвиге, МПа</p>	[13]	(2.5)
$B_6 = \left  \frac{\varepsilon_f^p - \varepsilon_c^p}{\varepsilon_c^p} \right $ <p><math>\varepsilon_f^p</math> – пластическая деформация при разрушении, д. е.  <math>\varepsilon_c^p</math> – удельная пластическая деформация после разрушения, д. е.</p>	[22]	(2.6)
$B_7 = \frac{\lambda}{\lambda + 2\mu}$ <p><math>\lambda</math> – параметр Ламэ, ГПа  <math>\mu</math> – модуль сдвига, ГПа</p>	[21]	(2.7)
$B_8 = \frac{M - E}{M}$ <p><math>M</math> – модуль упругости после пиковой прочности, ГПа  <math>E</math> – модуль упругости на нагрузке, ГПа</p>	[38]	(2.8)

Формула	Ссылка	Номер
1	2	3
$B_9 = \left( \frac{\sigma_{vmax}}{\sigma_v} \right)^b$ <p><math>\sigma_{vmax}</math> – эффективное горное давление, Г/см<sup>3</sup>  <math>\sigma_v</math> – горное давление, Г/см<sup>3</sup></p>	[26]	(2.9)
$B_{10} = \left( \left( \frac{\nu_{max} - \nu}{\nu_{max} - \nu_{min}} \right) + \left( \frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}} \right) \right) / 2$ <p><math>\nu</math> – коэффициент Пуассона, д. е.  <math>\nu_{max}</math> – максимальный коэффициент Пуассона, д. е.  <math>\nu_{min}</math> – минимальный коэффициент Пуассона, д. е.  <math>E</math> – модуль Юнга, ГПа  <math>E_{max}</math> – максимальный модуль Юнга, ГПа  <math>E_{min}</math> – минимальный модуль Юнга, ГПа</p>	[36]	(2.10)
$B_{11} = -1.4956\phi + 1.0104$ <p><math>f_{qtz}</math> – объемное содержание кварца, д. е.  <math>f_{carb}</math> – объемное содержание карбонатов, д. е.  <math>f_{clay}</math> – объемное содержание глины, д. е.</p>	[27]	(2.11)
$B_{Q1} = \frac{f_{qtz}}{f_{qtz} + f_{carb} + f_{clay}}$ <p><math>f_{qtz}</math> – объемное содержание кварца, д. е.  <math>f_{carb}</math> – объемное содержание карбонатов, д. е.  <math>f_{clay}</math> – объемное содержание глины, д. е.</p>	[27]	(2.12)
$B_{Q2} = \frac{f_{qtz}}{f_{qtz} + f_{carb} + f_{clay} + TOC}$ <p><math>f_{qtz}</math> – объемное содержание кварца, д. е.  <math>f_{carb}</math> – объемное содержание карбонатов, д. е.  <math>f_{clay}</math> – объемное содержание глины, д. е.  <math>TOC</math> – объемное содержание <math>C_{орг}</math>, д. е.</p>	[27]	(2.13)
$B_{Q3} = \frac{f_{qtz} + f_{dol}}{f_{qtz} + f_{cal} + f_{dol} + f_{clay} + TOC}$ <p><math>f_{qtz}</math> – объемное содержание кварца, д. е.  <math>f_{dol}</math> – объемное содержание доломита, д. е.  <math>f_{clay}</math> – объемное содержание глины, д. е.  <math>TOC</math> – объемное содержание <math>C_{орг}</math>, д. е.  <math>f_{cal}</math> – объемное содержание кальцита, д. е.</p>	[40]	(2.14)
$B_{Q4} = \frac{f_{QFM} + f_{cal} + f_{dol}}{100}$ <p><math>f_{QFM}</math> – объемное содержание КПШ, д. е.  <math>f_{dol}</math> – объемное содержание доломита, д. е.  <math>f_{cal}</math> – объемное содержание кальцита, д. е.</p>	[28]	(2.15)

В качестве подтверждения связи между хрупкостью, определенной различными методами, в статье [41] приводится сравнительный расчет хрупкости на примере месторождения Barnett в интервалах нетрадиционных сланцевых пород. Затем рассчитанный параметр хрупкости используется для оценки индекса разрываемости на основе комплексного учета минералогической хрупкости, а также параметра трещиностойкости, оценённого эмпирическим методом. В работе [29] продемонстрировано, что с увеличением трещиностойкости происходит увеличение градиента разрыва. Примеры корреляционных зависимостей для расчета трещиностойкости приведены ниже. В итоге в статье [29] рекомендованы следующие зависимости для определения индекса разрываемости:

$$FI_1 = \frac{B_n + G_{C.2}}{2} \quad (2.16)$$

$$FI_2 = \frac{B_n + K_{IC-2}}{2} \quad (2.17)$$

$$FI_3 = \frac{B_n + E_n}{2} \quad (2.18)$$

где:

$$B_n = \frac{B - B_{min}}{B_{max} - B_{min}} \quad (2.19)$$

$$G_{C-n} = \frac{G_{C-max} - G_C}{G_{C-max} - G_{C-min}} \quad (2.20)$$

$$E_n = \frac{E_{max} - E}{E_{max} - E_{min}} \quad (2.21)$$

Параметр  $G_c$  представляет собой величину высвобождения энергии при создании новой поверхности трещины. В соответствии с критерием прочности, новая трещина начинает развиваться при достижении некоего критического значения энергии.

В статье [35] для оценки перспективности проведения ГРП предлагается использовать комплексный параметр, включающий в себя механические свойства, напряжения, пористость, проницаемость, эффективную толщину и некоторые другие. Пример применения данного подхода продемонстрирован на примере выделения перспективных интервалов в отложениях нетрадиционных коллекторов. По результатам работы установлено, что наиболее перспективными интервалами для заложения горизонтальной секции скважины являются интервалы с естественными трещинами, особенно при наличии критически напряженных трещин. Более подробно методика определения индекса разрываемости с учетом интервалов с естественной критически напряженной трещиноватостью описана в работах [23, 32]. В статье [32] под критически-напряженными трещинами подразумевается естественная трещиноватость, характеризуемая такими параметрами простирания и падения плоскостей нарушения относительно текущего тензора напряжений, при которых при снижении нормального эффективного напряжения на трещину может произойти ее активация [33]. В результате активации трещины происходит микроподвижка блоков относительно плоскости нарушения за счет сдвиговых напряжений, в результате чего трещина может стать проводящей. Интервалы с естественными критически напряженными трещинами являются наиболее перспективными зонами для проведения стимуляции путем ГРП.

## 2.2. Анализ качества исходных материалов

При подготовке работы применялась комплексная схема исследований, учитывающая различные смежные направления: литологическое, геохимическое, петрофизическое, геомеханическое. Литологическое направление работ позволяет определить минерально-компонентный и химический состав пород. Геохимическое направление дает возможность определить тип и содержание Сорг, стадию катагенеза и оценить нефтегенерационный потенциал работ. В рамках петрофизического направления проводится оценка ФЕС, скоростей пробега продольных и поперечных волн, плотности и т.д. Изучение геомеханических свойств позволяет понять условия, при которых происходит упругая, пластическая деформация, а также разрушение различных пород. Совместно с результатами определения преобразованности ОВ, давлений, ФЕС, минерально-компонентного состава изучение геомеханических свойств способствует выделению в разрезе пород, склонных к эффективному разрыву и оценке условий для проведения успешного ГРП.

Первым шагом является анализ и подготовка необходимой геологической информации, а также оценка ее полноты для выполнения работы. Ниже будет описан процесс сбора и анализа данных, включающих исследования ГИС, керна, испытания скважин, оценку состояния стенок ствола скважин и т.д.

### **Петрофизическое обеспечение данными ГИС**

Для геомеханического моделирования необходимой основой является специальный комплекс ГИС, который должен включать широкополосный акустический каротаж (АКШ), плотностной каротаж (ГГК-П), кавернометрию, гамма каротаж (ГК), боковой каротаж (БК) и др. При этом исходные кривые ГИС должны охватывать весь разрез от дневной поверхности до забоя изучаемых отложений, т. к. рассчитываемые напряжения пород на определенной глубине зависят от веса вышележащих толщ, рассчитываемого по ГИС в этих толщах. Поскольку запись ГИС представлена не во всех интервалах скважин, **было выполнено восстановление кривых акустических свойств и плотности.** В данной главе описана созданная автором методика восстановления кривых плотностного и акустического каротажа для ТАК Красноленинского НГКМ [105].

Для коррекции и восстановления кривых были задействованы 12 опорных скважин с наличием АКШ и ГГК-П. Запись данных каротажных комплексов хорошего качества и проводилась, в основном, с использованием приборов Schlumberger.

Обработка ГИС и расчёт синтетических кривых проведены в поточечном варианте. Этапы обработки кривых ГИС включали: 1) загрузку в обрабатывающую систему; 2) оценку качества и нормализацию; 3) увязку и сшивку; 4) загрузку в систему данных

корреляции продуктивных пластов (разбивки на стратиграфические зоны), результатов обработки инклинометрии – кривых абсолютных глубин, результатов исследования керна; 5) приведение показаний НК-Т к единым значениям.

На предварительном этапе выполнялось сопоставление трендов кривых АКШ и данных ВСП по всей глубине скважин. Дополнительно выполнены сравнение и контроль значений кривых акустического каротажа и плотности с кернаграммами. Корректированные по керну кривые в скважинах приняты как эталонные. Значения кривых остальных скважин контролировались путем сравнения гистограмм керна и эталонных кривых.

Выполненный комплекс ГИС в скважинах позволяет рассчитать синтетические кривые интервального времени Р-волн как минимум по двум методам – электрическому и нейтронному. Наибольшей популярностью пользуются эмпирические уравнения, например, уравнение Фауста, связывающее показания электрических методов с интервальным временем пробега Р-волн [17]:

$$DT = \frac{C}{(RT * TVD)^{\frac{1}{6}}} \quad (2.22)$$

$C=513.3$  – константа;  $RT$  – истинное удельное электрическое сопротивление породы, Ом\*м;  $TVD$  – глубина замера (фут).

Недостатком применения уравнения Фауста является его низкая эффективность использования в интервале тутлеймской свиты. Получаемая синтетическая кривая интервального времени в данном интервале имеет обратную характеристику. Т. е. кривая  $DTSINT$  в тутлеймских отложениях вместо увеличения интервального времени наоборот уменьшается.

Более эффективным для синтезирования оказался комплексный подход с применением индивидуальных корреляционных связей интервального времени и нейтронного каротажа, выполненный в несколько этапов.

Уравнение связи имеет вид:

$$DTSINTNK0 = 181.684 + 67.108 \cdot TNPН + 1444.414 \cdot TNPН^2 (R^2 = 0.96) \quad (2.23)$$

$TNPН$  – водородосодержание пород по НК.

На следующем этапе выполнен прогноз ошибки, возникающей из-за неучета закона уплотнения пород при расчете первого приближения синтетической кривой интервального времени. Сама ошибка в виде дискретной кривой рассчитывалась как разница между  $DTSINTNK0$  и оригинальной кривой интервального времени  $DT$ :

$$DELTANK = DTNORM - DTSINTNK0 \quad (2.24)$$

$DTNORM$  – нормированная оригинальная кривая  $DT$ .

Непосредственный прогноз ошибки в каждой скважине выполнялся путем ее расчета по сложной корреляционной связи  $DELANK = f(ZABS - TVD)$ .

Уравнение связи имеет вид:

$$DELANK = 1071.533 - 418.878 \log_{10} TVD + 6.745 \sqrt{TVD} \quad (2.25)$$

Учет закона уплотнения пород в каждой скважине выполнялся путем вычитания, в зависимости от знака величины ошибки  $DELANK$  из значений первого приближения синтетической кривой  $DTSINTNK0$ .

$$DTSINTNK1 = 1071.533 - 418.878 \log_{10} TVD + 6.745 \sqrt{TVD} + DTSINTNK0 \quad (2.26)$$

Финальный расчет синтетической кривой интервального времени  $DTSINTNK$  выполнен с учетом литологических особенностей каждого пласта путем индивидуальной настройки связей  $DT = f(DTSINTNK1)$ .

Ниже приведены уравнения зависимостей для каждой свиты (Таблица 3).

Контроль значений синтетических кривых  $DTSINTNK$  выполнен путем сопоставления их с записанными значениями  $DT$ . Для сравнения использованы значения против ровных стенок скважин  $DS - DN \approx 0.005$ м. Результирующие восстановленные кривые  $DTP$  с учетом керна приведены на Рисунок 24.

Использование эмпирических уравнений Гарднера для восстановления кривой объемной плотности является распространенным в практике способом [19]. Уравнение имеет следующий вид:

$$DEN = A \cdot \left( \frac{10^6}{DT} \right)^B \quad (2.27)$$

$DEN$  – объемная плотность, г/см<sup>3</sup>;  $DT$  – интервальное время пробега Р-волн, мкс/м;  $A$  и  $B$  – константы.

Предпосылкой применения данного уравнения является наличие связи между скоростью Р-волн и объёмной плотностью. Однако необходимо отметить, что при определении плотности по уравнению не учитывается изменение литологического состава. Данное ограничение становится критичным в случае отсутствия значимой корреляции между скоростью и плотностью или, когда уменьшение скорости происходит при увеличении плотности. Предварительное применение данного уравнения показало, что в данной работе такая ситуация имеет место. Таким образом, использование эмпирических уравнений для расчета кривых  $DEN$  оказалось неприемлемым и при расчете необходим учет влияния литологии, что заставило выполнить дополнительный анализ имеющихся данных с целью поиска индивидуальных зависимостей для отдельных интервалов разреза. Ниже приведены уравнения зависимостей для каждой группы пластов (Таблица 3).

Оптимальное решение для расчёта кривых интервального времени пробега S-волн сводилось к многомерной функции  $DTS = f(DTP; DEN)$  с привлечением интервального времени пробега P-волн и плотности. В Таблица 3 приведены уравнения функции  $DTS = f(DTP; DEN)$  для тутлеймской и абалакской свит. Контроль значений синтетических кривых  $DTSSINT$  выполнен путем сопоставления их с записанными значениями  $DTS$ .

Таблица 3 – Уравнения расчета синтетических кривых DTP, DTS, DEN

№	Интервалы	Уравнения
1	2	3
1	Тутлеймская свита	$DT\_SINTNK = 159.8 + 0.579DTSINTNK1$ $DEN\_SINT = 3.238 - 297.493 * \frac{1}{DTPCOR}$ $DTS\_SINT = 10^{(2.277+0.0015DTPCOR)}$
2	Абалакская свита	$DT\_SINTNK = 89.26 + 0.585DTSINTNK1$ $DEN\_SINT = 1.47 - 293.127 * \frac{1}{DTPCOR}$ $DTS\_SINT = 10^{(1.853+0.0020DTPCOR+0.7301 \log_{10} DENCOR)}$

Результирующие восстановленные кривые DTS с учетом данных керна приведены на Рисунок 24.

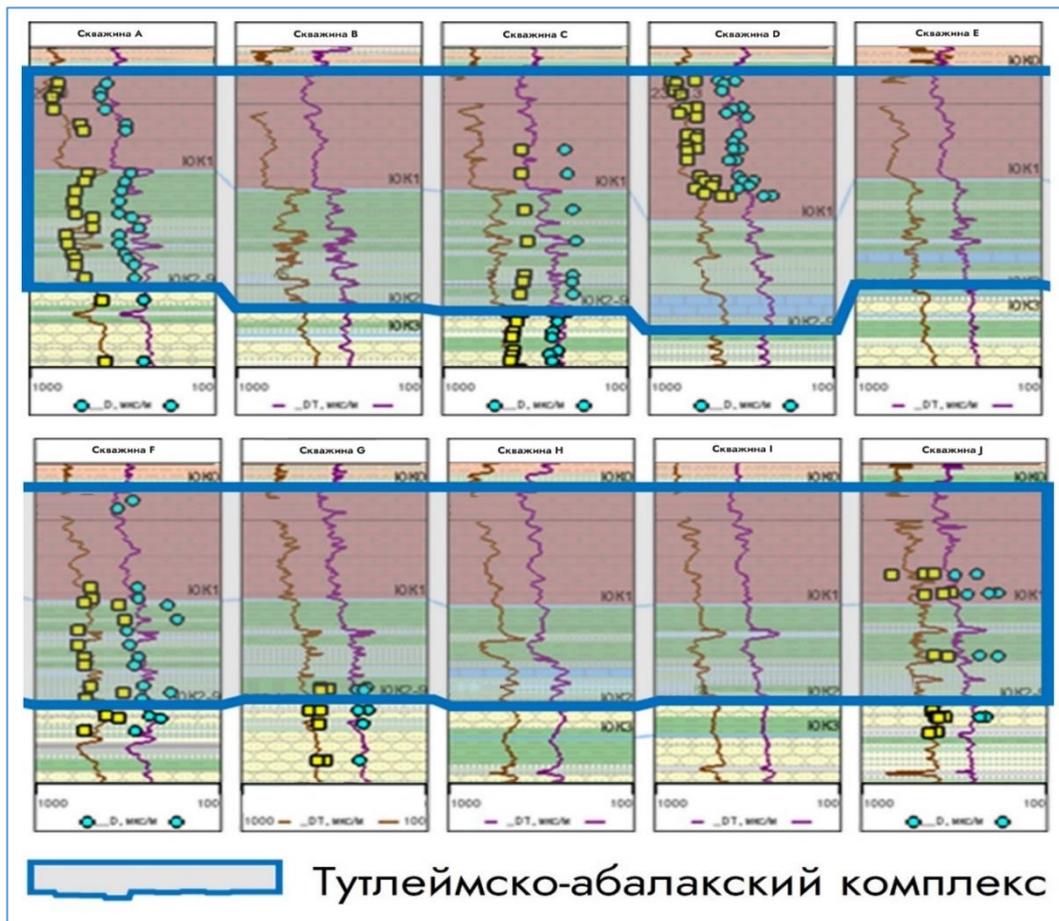


Рисунок 24 – Результирующие восстановленные кривые DTP и DTS по опорным скважинам, используемые при построении 1D-геомеханической модели

## Исследования керна

Изученность исследованиями керна рассматриваемой площади **высокая**. В распоряжении имелись результаты рутинных исследований керна других организаций по 11 скважинам, а по 7 скважинам – специальные геомеханические исследования (Таблица 4, Таблица 5). Помимо исследований прошлых лет были выполнены дополнительные тесты в рамках данной работы. В качестве дополнительных тестов были выполнены рутинные (плотность, пористость), геохимические (содержание  $C_{org}$ ) и литологические исследования (описание шлифов). Также были проведены геомеханические (одноосные, трехосные в РТ-условиях) эксперименты на образцах одной из скважин площади.

Таблица 4 – Количество образцов по отдельным геомеханическим исследованиям других организаций (пласт ЮК<sub>0</sub>)

Тип	Скважина						
	Скважина С	Скважина G	Скважина D	Скважина F	Скважина K	Скважина I	Скважина J
Дин. модуль Юнга	2	-	-	8	7	-	5
Дин. коэффициент Пуассона	2	-	-	8	7	-	5
Инт. время пробега P-, S-волн	2	-	-	8	7	-	5
Предел прочности при одн. сжатии	-	-	-	8	7	-	2
Предел прочности при одн. растяжении	-	-	2	8	7	-	2
Предел прочности при трех. сжатии	2	-	-	8	7	-	5
Стат. модуль Юнга	2	-	-	8	7	-	5
Стат. коэффициент Пуассона	2	-	-	8	7	-	5

Таблица 5 – Количество образцов по отдельным геомеханическим исследованиям других организаций (пласт ЮК<sub>1</sub>)

Тип	Скважина						
	Скважина С	Скважина G	Скважина D	Скважина F	Скважина K	Скважина I	Скважина J
Дин. модуль Юнга	8	4	-	6	12	-	3
Дин. коэффициент Пуассона	8	4	-	6	12	-	3
Инт. время пробега P-, S-волн	8	4	-	6	12	-	3
Предел прочности при одн. сжатии	-	-	-	6	12	-	1
Предел прочности при одн. растяжении	-	-	2	6	12	-	1
Предел прочности при трех. сжатии	8	4	-	6	12	-	3
Стат. модуль Юнга	8	4	-	6	12	-	3
Стат. коэффициент Пуассона	8	4	-	6	12	-	3

Отдельное внимание уделяется геомеханическим исследованиям, которые проводились самостоятельно автором работы. Были предложены наиболее оптимальные методики геомеханических исследований керна ТАК. По результатам тестирования керна на механические свойства были охарактеризованы упругие (модуль Юнга, коэффициент

Пуассона) и прочностные (прочность на одноосное сжатие; прочность на разрыв; угол внутреннего трения) свойства пород и получены корреляции между этими параметрами. Собственные исследования керна позволили усилить уже имеющиеся корреляционные связи (Рисунок 25).

Подробный анализ результатов исследований керна см. в главе 3.

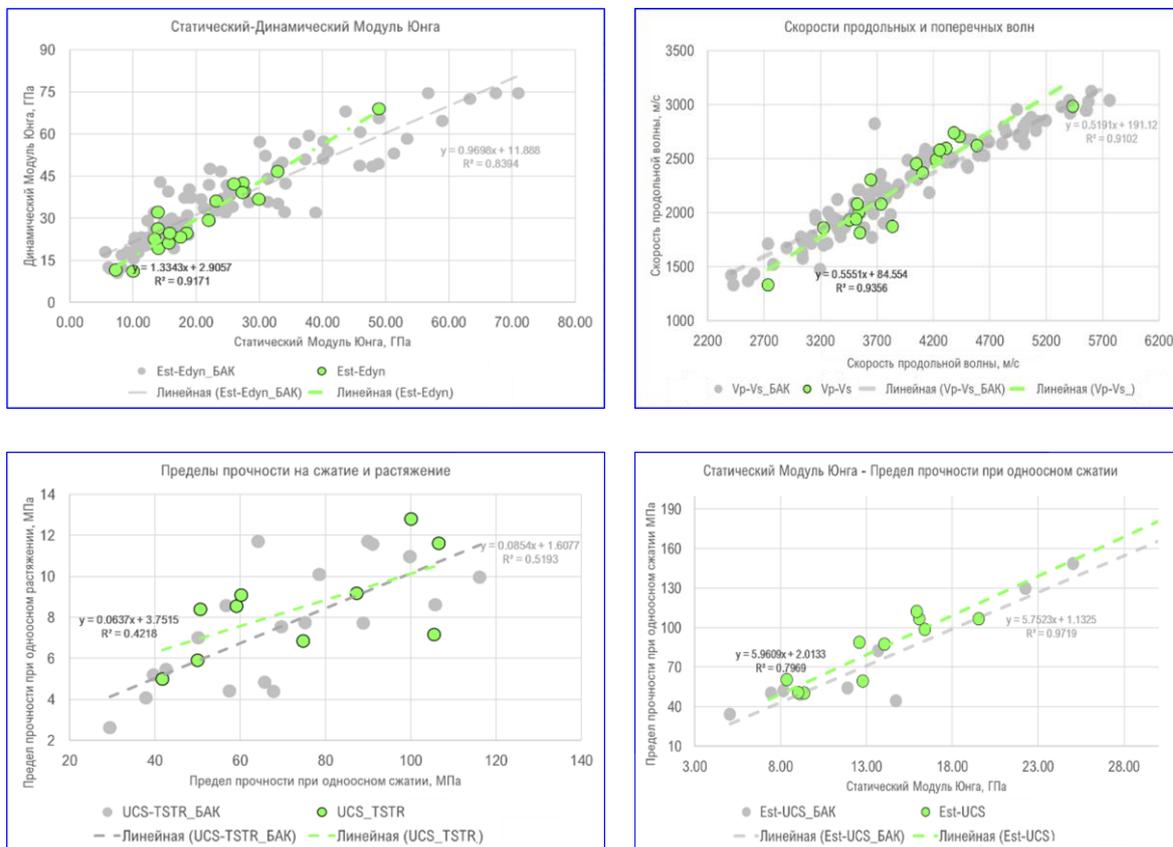


Рисунок 25 – Корреляционные зависимости по результатам геомеханических исследований керна по скважине F (зеленые точки) в сопоставлении с аналогичными исследования в других скважинах (серые точки)

### Замеры давлений в стволе

Для последующей корректировки профилей давлений проведен анализ имеющихся замеров порового давления, давления ГРП и давления закрытия трещин в опорных скважинах.

В малопроницаемых интервалах глин и высокоуглеродистых пачках замеры порового давления представляют собой сложную операцию. На изучаемой площади были выполнены замеры порового давления в интервале ТАК по 5 скважинам, однако в интервале тутлеймской свиты нет **ни одного успешного замера по причине низкой проницаемости.** Успешные замеры  $P_r$  имеются только в абалакской свите.

При калибровке минимального главного напряжения  $S_3$ , как правило, используются результаты замеров давления закрытия трещин  $P_{closure}$  в результате мини-ГРП [43]. Кроме мини-ГРП определение  $S_3$  может производиться с помощью стандартного или

расширенного теста на поглощение в скважине (например, LOT или XLOT). Данные тесты проводятся после цементации обсадной колонны.

На Рисунок 26 приведена кривая «Давление закачки – Время» при проведении мини-ГРП или XLOT с двумя нагнетательными циклами. Интервал изолируется сверху и снизу наддуваемыми пакерами. Затем начинается закачивание жидкости разрыва в ствол скважины с постоянной скоростью потока. FIT (formation integrity test, точка целостности) соответствует точке, при которой поглощения в пласт не происходит (все что ниже точки 1). Как правило, тест заканчивается стадией FIT, если необходимо знать, произойдет ли при определенном давлении утечка или нет. Далее давление увеличивается линейно до того момента, пока не происходит потеря жидкости в системе и кривая не начинает отклоняться от линейности. В этот момент происходит инициирование трещины (точка 1). После этого давление начинает расти с более медленной скоростью и в точке 2 достигает своего максимального значения (давление гидроразрыва). После образования трещины в породе, в определенный момент времени давление в скважине начинает выравниваться и остается постоянным при той же скорости потока. На данном этапе происходит распространение трещины (точка 3). После выключения насосов давление падает до величины, равной мгновенному давлению на устье скважины после ГРП (точка 4). После закрытия скважины давление начинает падать по мере утечки жидкости в пласт. При падении давления происходит закрытие трещины (точка 5).

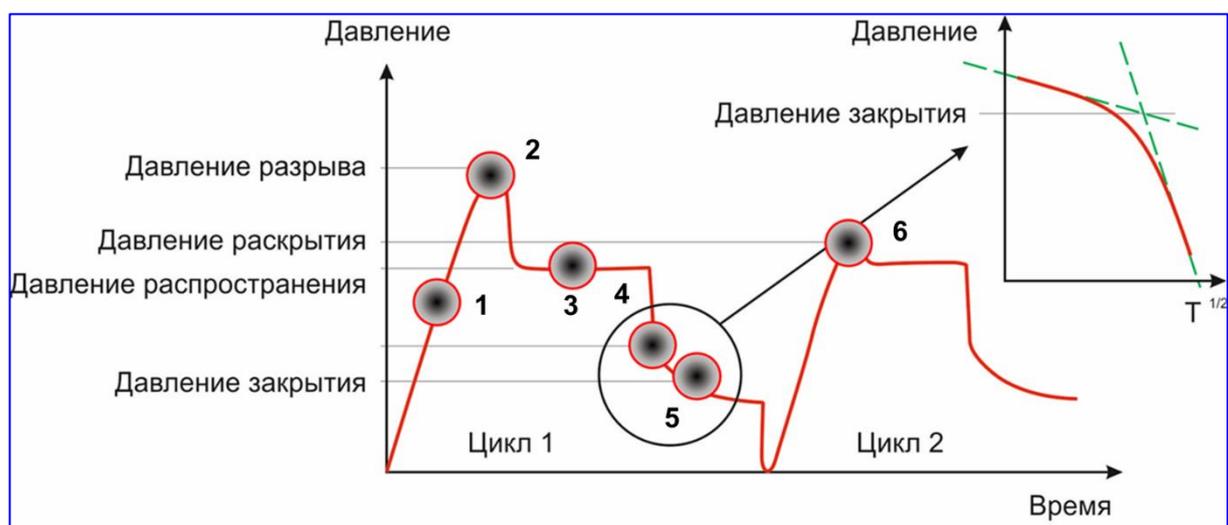


Рисунок 26 – Схематический график «Время – Давление» при проведении мини-ГРП и других тестов

Были проанализированы и выбраны кондиционные данные по результатам ГРП и точечным замерам XLOT и мини-ГРП. Все исследования по скважинам были сведены в Таблица 6. Приведенные в отчетах устьевые давления были пересчитаны в забойные

условия с учетом гидростатического давления, а также были рассчитаны градиенты давлений.

Таблица 6 – Сводная таблица давлений закрытия трещин, ISIP и ГРП в опорных скважинах

№	Скважина	Пласт	Тип теста	Градиент давления ISIP, г/см <sup>3</sup>	Градиент давления закрытия трещины, г/см <sup>3</sup>
1	В	ЮК <sub>1-3</sub>	Мини-ГРП	1.41	1.24
2	С	ЮК <sub>0</sub>	ELOT	-	-
3	С	ЮК <sub>1</sub>	ELOT	-	1.64
4	С	ЮК <sub>1</sub>	ELOT	-	1.68
5	Ж	ЮК <sub>0</sub>	ELOT	-	-
6	Ж	ЮК <sub>0</sub>	ELOT	-	-
7	Ж	ЮК <sub>0</sub>	ELOT	-	1.74
8	Ж	ЮК <sub>1</sub>	ELOT	-	-
9	Л	ЮК <sub>0</sub>	ELOT	-	1.77
10	Л	ЮК <sub>0</sub>	ELOT	-	1.83
11	Л	ЮК <sub>0</sub>	Мини-ГРП	1.96	1.88
12	Л	ЮК <sub>0</sub>	Мини-ГРП	1.94	1.78

### Испытания скважин

Скопления нефти в ТАК являются сложными по строению, условиям залегания и выдержанности коллекторов.

Испытания интервалов абалакской свиты проведены более чем по 80 скважинам (Таблица 7). Промышленная нефтеносность абалакской свиты установлена в ходе как отдельных испытаний, так и совместных с ДЮК и тюменской свитой (ЮК<sub>2-9</sub>). Самостоятельное испытание абалакской свиты проводилось в 19 скважинах, в 11 из которых получены промышленные притоки до 200 т/сут [111]. Пустотность продуктивных отложений прежде всего связана с вторичной кавернозной [68] и трещинной емкостью [108]. Наиболее продуктивными разностями разреза абалакской свиты считаются плотные карбонатизированные трещиноватые пропластки [64].

Промышленная нефтеносность тутлеймской свиты (пласт ЮК<sub>0</sub>) установлена и подтверждена результатами опробований в 25 скважинах, в 7 из которых получены промышленные притоки без дополнительного воздействия на пласт [111].

По результатам испытаний (Таблица 7) и истории работы скважин, основной продуктивный интервал в ТАК приурочен к кровле абалакской свиты. Полученные притоки характеризуются высокими начальными дебитами безводной нефти до 170 т/сут и быстрыми темпами падения добычи и пластового давления, что свидетельствует о наличии высокопроницаемых фильтрационных каналов и ограниченности области дренирования.

При этом, единичные скважины имеют значительную накопленную добычу до сотен тысяч тонн и продолжительный период стабильной работы [9].

В работу были приняты только те испытания, которые проводились либо только в тутлеймской свите, либо только в абалакской, поэтому в данной части учитываются только кондиционные испытания

Таблица 7 – Результаты испытаний ТАК по скважинам изучаемой площади [107]

№скв	Пласт	Интервал перфорации		Дебит нефти, т/сут	Накопленная добыча, тыс. т
		Кровля, м	Подшва, м		
1	2	3	4	5	6
A-1	тутлейм	2301	2330	43.9	-
A-2	тутлейм	2286	2295	34.9	-
A-3	тутлейм	2253	2259	26	-
A-4	тутлейм	2337	2350	12	-
A-5	тутлейм	2274	2285	6	-
A-6	тутлейм	2419	2435	10	-
A-7	абалак	2400	2410	17	-
A-8	абалак	2365	2392	170	35.705
A-9	абалак	2296	2315	24.5	1.263
A-10	абалак	2438	2461	14	
A-11	абалак	2316	2336	113	32.872
A-12	абалак	2536	2560	42.5	-
A-13	абалак	2310	2340	22.8	91.239
A-14	абалак	2475	2496.2	60	21.886
A-15	абалак	2596	2612	230	5.952
A-16	абалак	2302	2326.5	22.35	
A-17	тутлейм+абалак	2280	2324	36	2.123
A-18	тутлейм+абалак	2194	2234	39.9	1.005
A-19	тутлейм+абалак	2510	2542	117	4.73
A-20	тутлейм+абалак	2236.2	2296	112.2	14.523
A-21	тутлейм+абалак	2336	2354	38.6	3.299

### Исследования состояния скважин микроимиджерами

Исследования состояния стенок скважины позволяют выявлять естественно- и техногенно-трещиноватые интервалы. На изучаемой площади применялись методы сканирования стенок скважин различными микроимиджерами. Качество имиджей хорошее.

Техногенные трещины (tensile fractures) и вывалы (breakouts) образованы при бурении под воздействием текущего напряженного состояния. Направление техногенных трещин в вертикальных скважинах соответствует азимуту  $S_{Hmax}$ , а направление вывалов – азимуту  $S_{Hmin}$  (Рисунок 27). Под *техногенными трещинами* следует понимать трещины, образовавшиеся в процессе бурения в интервалах со значительным преобладанием давления в скважине над поровым давлением. На имиджах трещины имеют вид узких симметричных вертикальных полос (трещины растяжения) или вид фрагментарных наклонных штрихов строго выдержанного направления (Рисунок 27). В свою очередь, *вывалы* – это разрушения стенки скважины, образовавшиеся в процессе бурения в интервалах со значительным преобладанием давления обрушения над давлением в

скважине. Вывалы определяются на имиджах как вертикальные полосы различной ширины (Рисунок 27).

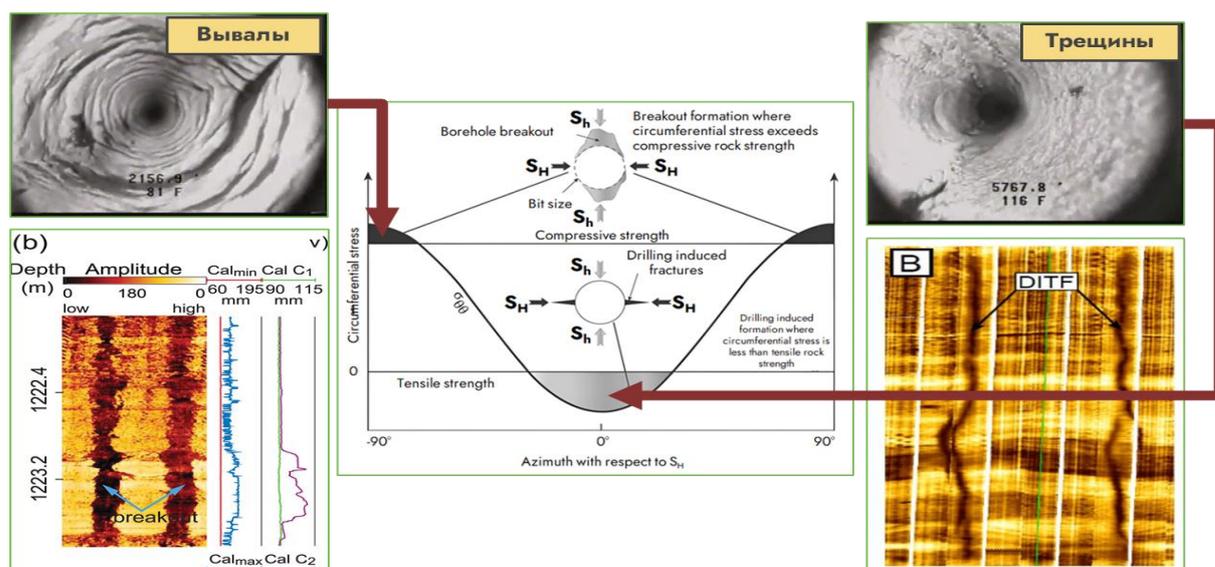


Рисунок 27 – Принципиальная схема формирования техногенных трещин и вывалов при бурении. Пример выделения техногенных трещин и вывалов на развертках FMI [11, 34]

**В соответствии с выделенными техногенными трещинами азимут  $S_{Hmax}$  имеет юго-восточное (ЮВ) – северо-западное (СЗ) простирание от  $\sim 125^\circ$  до  $\sim 160^\circ$**  (Рисунок 28). Данные значения выдержаны в пределах Красноленинского свода и согласуются с азимутами  $S_{Hmax}$  соседних месторождений, не входящих в лицензионные границы изучаемой площади.

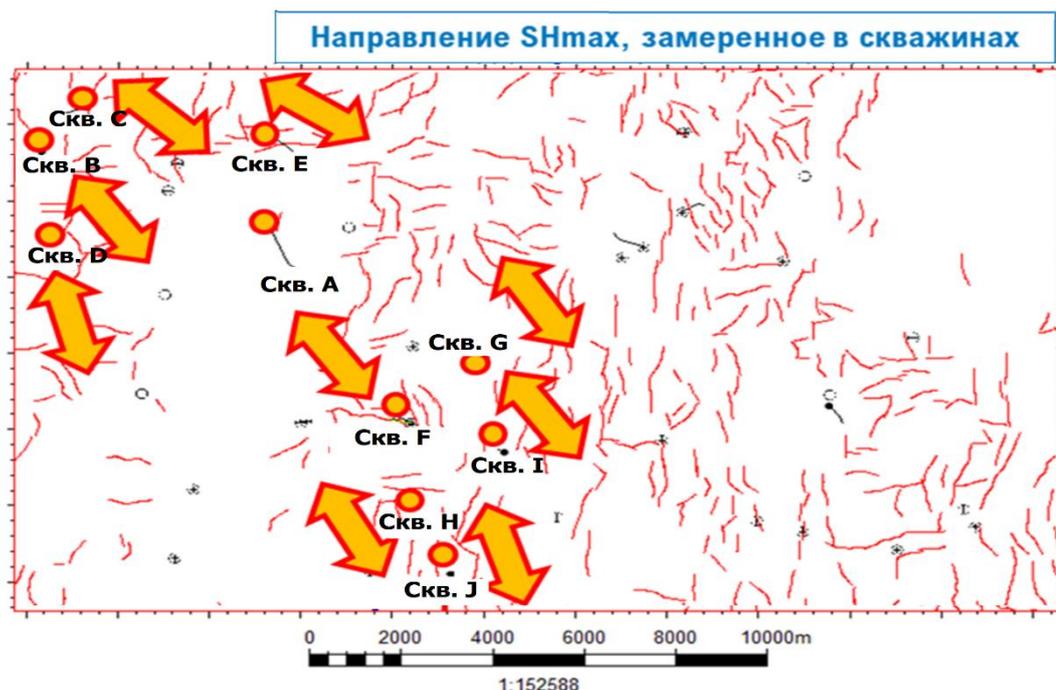
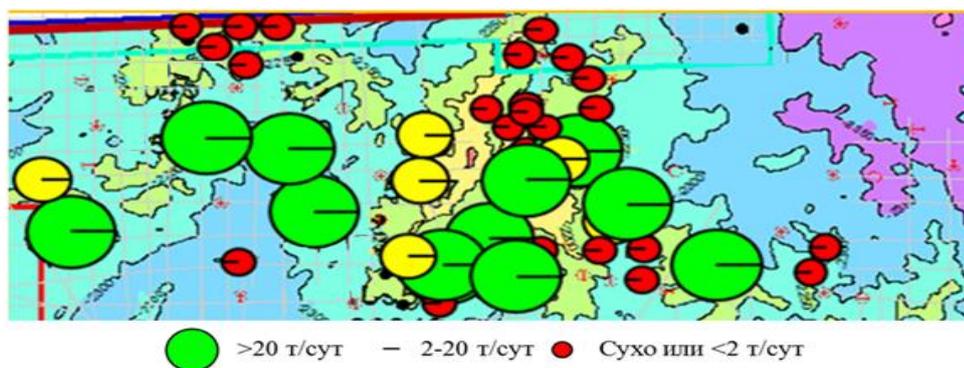


Рисунок 28 – Расположение скважин на площади работ с исследованиями состояния стенок методами FMI, CMI, STAR. Отмечены направления техногенных трещин при бурении, соответствующие азимуту  $S_{Hmax}$

## Выводы к главе 2

- Собраны и проанализированы необходимые материалы для проведения работы, в т.ч. ГИС, исследования керна, замеры давлений и испытания скважин, микроимджеры и т.д.
- В интервалах отсутствия выполнено восстановление комплекса ГИС, включающего DT, DTS, DEN, необходимых для построения геомеханической модели.
- Изученность исследованиями керна высокая. Использовалась совокупная выборка результатов работ автора по скв. F, которые проводились им лично, и работ других организаций. Собственные исследования керна позволили усилить уже имеющиеся корреляционные связи.
- Отмечено, что в интервале ТАК нет ни одного успешного замера порового давления по причине низкой проницаемости. Для калибровки  $S_3$  имеются мини-ГРП и ELOT, включающие давление инициации и закрытия трещин.
- Качество исследований микроимджерами хорошее. Азимут  $S_{Hmax}$  имеет юго-восточное (ЮВ) – северо-западное (СЗ) простирание от  $\sim 125^\circ$  до  $\sim 160^\circ$ .
- Имеющиеся исходные материалы хорошего качества, их достаточно для выполнения работы. Согласно Таблица 8, на основе вышеописанных критериев были выбраны 12 опорных скважин для геомеханического моделирования (Скв. А, В, С, D, E, F, G, H, I, J, K, L).

Таблица 8 – Сводная база данных для выполнения работы



		Критерий												
Петрофизика	ГИС	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	
		RNOB	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
		DTP	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Геомеханика	Плотность БР	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	
	Наличие геомеханических исследований керна	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	
	Замеры пластового давления	-	+	+	+	-	-	-	-	+	-	+	-	
	Испытания на целостность (ЛОТ, FIT, ГРП)	+	+	+	-	+	-	+	+	+	+	+	+	
	Микроимджеры	+	+	+	+	-	-	+	-	+	+	+	+	
	Ежедневные рапорта по бурению	-	-	-	-	+	-	+	+	+	-	+	-	
	Дела скважин	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	

### 3. ЛИТОМЕХАНИЧЕСКАЯ ТИПИЗАЦИЯ ПОРОД

В случае применения ГРП в качестве метода интенсификации притоков в скважинах одними из важнейших свойств становятся деформационно-прочностные характеристики, которые для каждого литомеханического типа пород являются индивидуальными.

В данной главе описана методика и результаты изучения минерально-компонентного состава, петрофизических и упругих свойств на керне, а также выделения литомеханических типов пород ТАК. Выделение ЛМТ обусловлено тем, что различными авторами и исследователями выделяется огромное количество литологических типов пород. Так, О. М. Макаровой и Н. И. Коробовой [78] только в разрезе тутлеймской свиты было выделено 24 литотипа. При разработке дизайна трещин ГРП данная типизация разреза не очень удобна, поскольку основной интерес сосредоточен на оценке «подверженности» пород гидроразрыву. Соответственно, было необходимо выполнить определенную типизацию пород, которая бы отвечала задаче выделения перспективных и неперспективных пород с точки зрения проведения в них ГРП.

Всего в распоряжении автора было 150 образцов керна по 12 опорным скважинам из интервалов ТАК. При выполнении работ с керном применялась схема исследований, учитывающая различные смежные направления: литологическое, геохимическое, петрофизическое, геомеханическое. Литологическое направление работ позволило определить минерально-компонентный и химический состав пород. В части геохимического направления определен тип и содержание  $C_{орг}$ , стадия катагенеза и оценен нефтегенерационный потенциал пород (Рисунок 29). В рамках петрофизического направления проводилась оценка ФЕС, скоростей пробега продольных и поперечных волн, плотности и т. д.

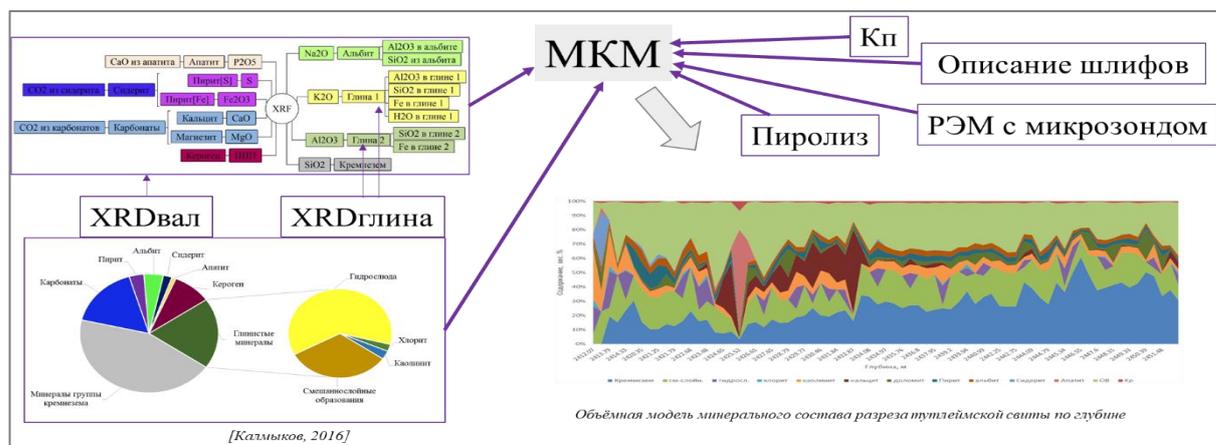


Рисунок 29 – Схема, описывающая последовательность определения минерально-компонентного состава пород

Изучение геомеханических свойств позволило выявить условия, при которых происходила упругая, пластическая деформация, а также разрушение пород. Геомеханические исследования керна проводились автором на установке для трехосного сжатия керна. Выполнены исследования на одноосное сжатие и растяжение, а также на трехосное сжатие в РТ-условиях. Исследования выполнялись согласно стандартам ГОСТ и ASTM [3, 4, 5, 6, 7, 8, 53, 54, 55, 56]. По результатам тестирования керна были охарактеризованы статические и динамические упругие (модуль Юнга, коэффициент Пуассона) и получены корреляции между этими параметрами. Динамические упругие свойства соответствуют масштабу ГИС, в то время как статические упругие свойства – масштабу скважины. Поиск корреляции между данными параметрами необходим для перехода от масштаба ГИС к масштабу скважины, т. к. при построении геомеханической модели в дальнейшем используются статические свойства. Методика определения статических упругих свойств показана на Рисунк 31, динамических – на Рисунок 30.

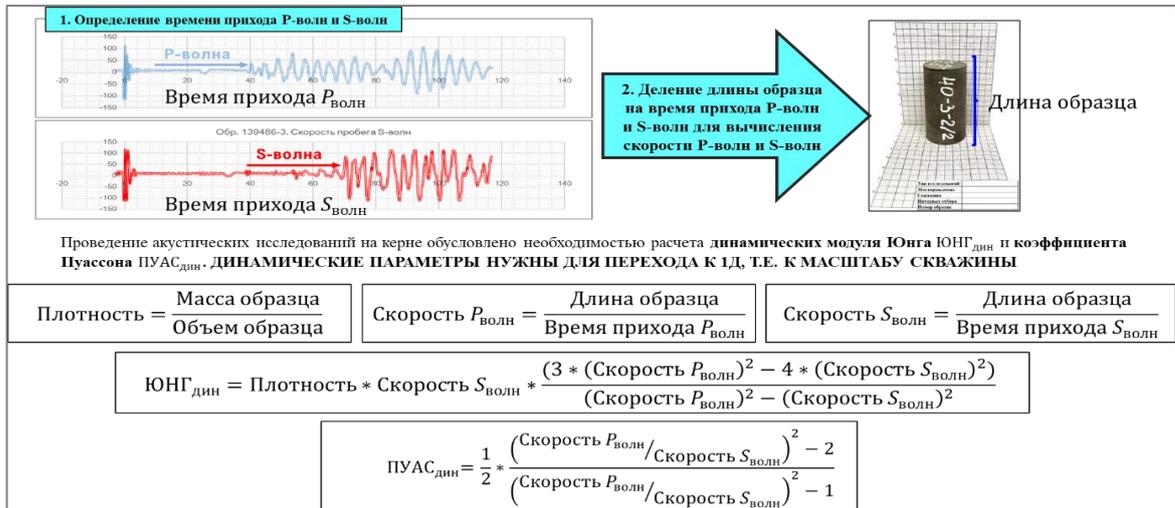


Рисунок 30 – Методика определения динамических упругих модулей

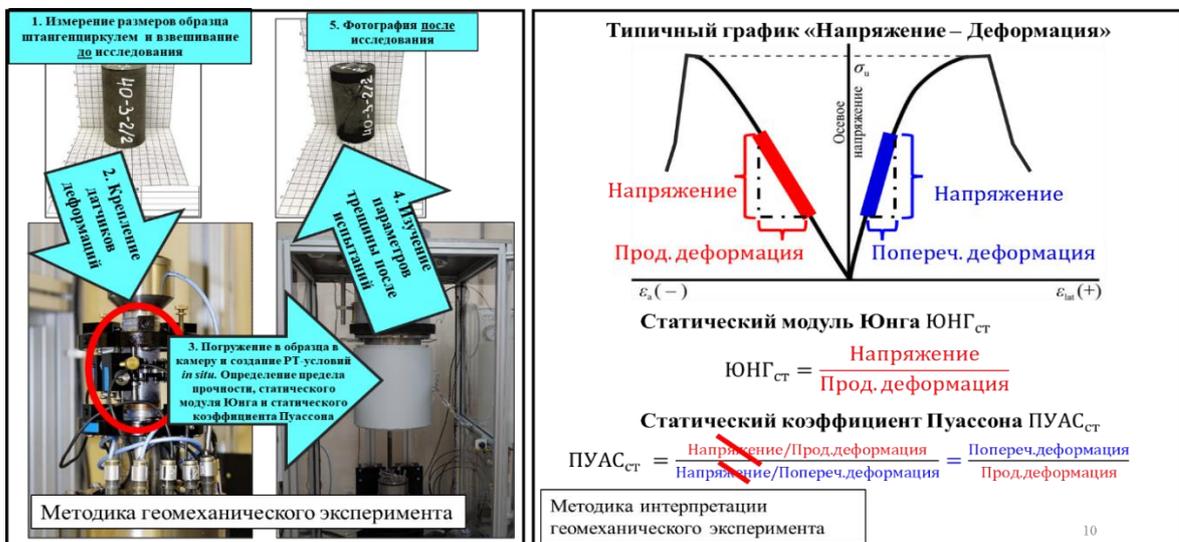


Рисунок 31 – Методика определения статических упругих модулей

Результаты изучения минерально-компонентного состава были нанесены на четырехкомпонентную диаграмму (Рисунок 32), предложенную Г.А. Калмыковым [68]. Результаты определения геомеханических свойств совместно с минерально-компонентным составом сведены воедино и представлены на Рисунок 32, из которого видно, что изученные породы можно сгруппировать по определенным признакам, а именно:

- Минерально-компонентный состав;
- Упругие и прочностные свойства горных пород,
- Поведение пород при объемном сжатии и анализ графиков «напряжение-деформация» с выделением стадий упругой и пластической деформации, а также разрушения пород.

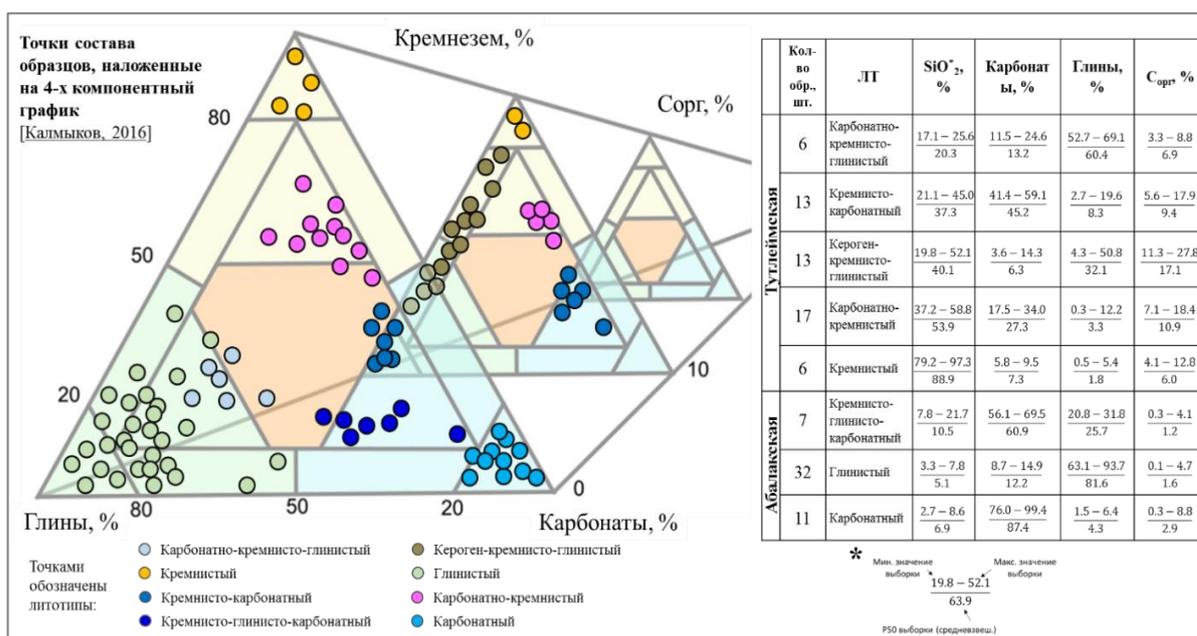


Рисунок 32 – 4-компонентная диаграмма МКМ по Калмыкову [68]

Для обобщения вышеприведенных наблюдений автором вводится понятие литомеханического типа пород (ЛМТ). Под ЛМТ понимается группа горных пород, имеющих сходное соотношение породообразующих компонентов, механических свойств и поведения под нагрузкой [105]. Согласно вышеописанным признакам выделены пять ЛМТ тутлеймской свиты и три ЛМТ абалакской свиты: (1) карбонатно-кремнисто-глинистый; (2) кремнисто-карбонатный; (3) кероген-кремнисто-глинистый; (4) карбонатно-кремнистый; (5) кремнистый; (6) кремнисто-глинисто-карбонатный; (7) глинистый; (8) карбонатный.

### Обобщенное описание литомеханических типов

Карбонатно-кремнисто-глинистый л/м тип (1) представлен фосфатными линзами коллофан-курскитового состава с плохо выраженной слоистостью с остатками рыб, онихитов, сцементированными карбонатным и кероген-карбонатным цементом порового типа (Рисунок 33). Структура биокластовая [109].

## ● ЛМТ-1: Карбонатно-кремнисто-глинистый л/м тип

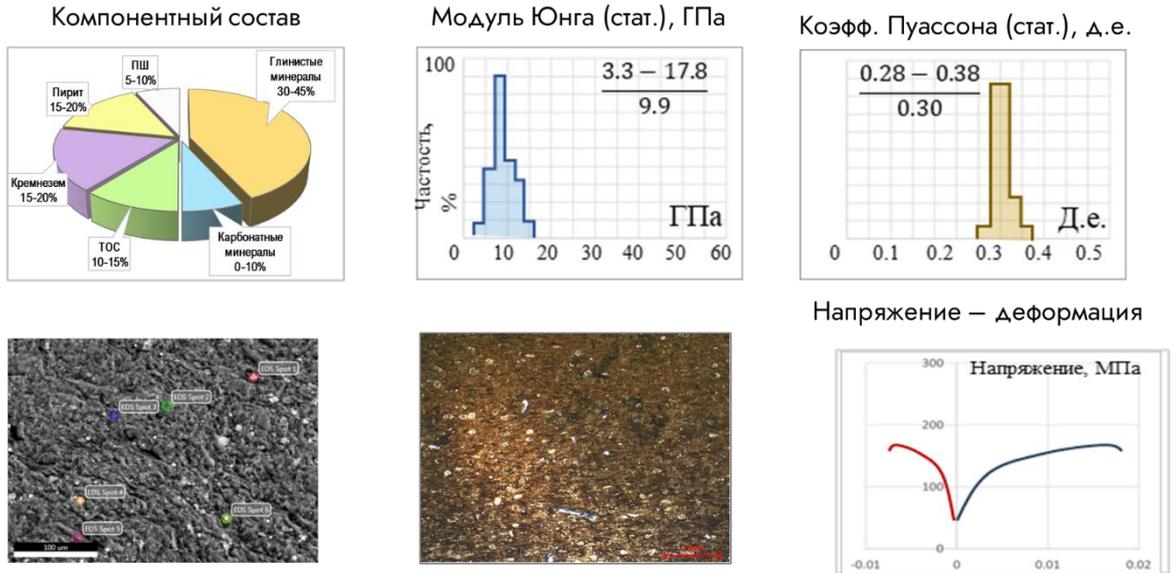


Рисунок 33 – Карбонатно-кремнисто-глинистый ЛМТ (1). Кремнево-фосфатная порода (фосфорит), обогащенная Сорг, с реликтами радиолярий и редкими туфогенными обломками

Кремнисто-карбонатный л/м тип (2) представлен преимущественно бежево-коричневыми и серыми карбонатизированными силицитами с реликтовой радиоляриевой структурой [44]. Породы имеют линзовидную текстуру, линзы сложены биогенным кремнеземом. Встречаются раковины кокколитофорид и фораминифер. Характерно присутствие горизонтальных микротрещин, залеченных эпигенетическим кальцитом [82]. Процессы перекристаллизации кремнистого вещества носят неравномерный характер (Рисунок 34) [110].

## ● ЛМТ-2: Кремнисто-карбонатный л/м тип

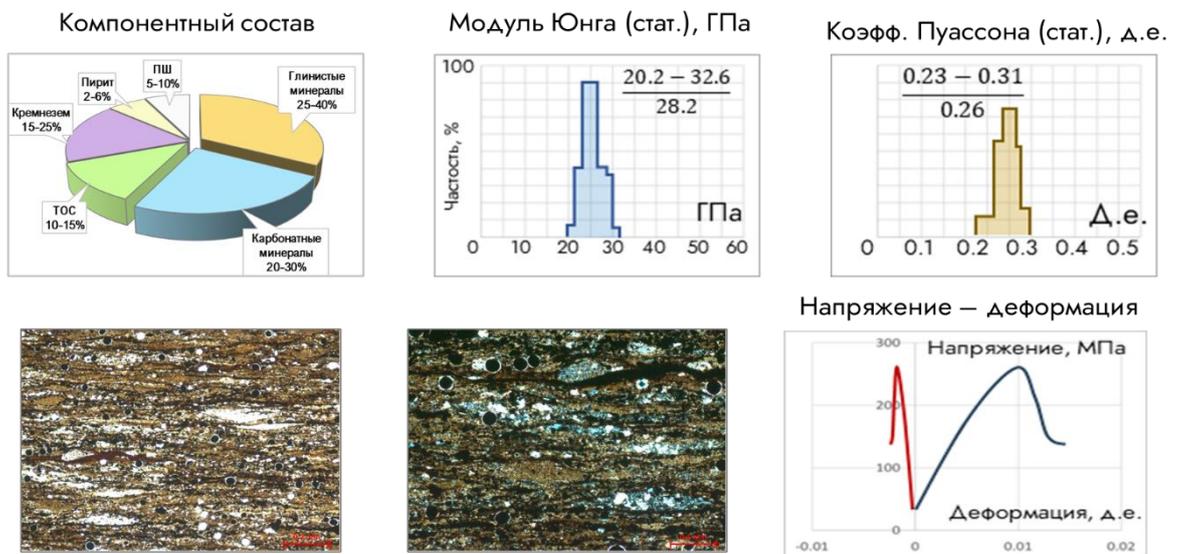


Рисунок 34 – Кремнисто-карбонатный ЛМТ (2). Кремнисто-карбонатная порода, обогащенная Сорг, пиритизированная, с биогенными остатками

Кероген-кремнисто-глинистый л/м тип (3) представлен темными битуминозными глинистыми породами с высокой концентрацией  $C_{орг}$  до 25% [65] (Рисунок 35). Данные породы, как правило, приурочены к контакту кровли тутлеймской свиты и перекрывающих пород. В породах кероген-кремнисто-глинистого л/м типа отмечено увеличение терригенной составляющей по сравнению с преимущественно биогенными породами основной части ТАК [49]. Появление терригенных примесей может быть связано со сменой некомпенсированной седиментации на неокомский режим осадконакопления [44]. Породы кероген-кремнисто-глинистого л/м типа характеризуются высоким генерационным потенциалом [44]. Для них характерно незначительное (менее 5%) количество карбонатных минералов, связанное по мнению М.Ю. Зубкова с наличием сероводородного заражения в придонной части бассейна [66].

### ● ЛМТ-3: Кероген-кремнисто-глинистый л/м тип

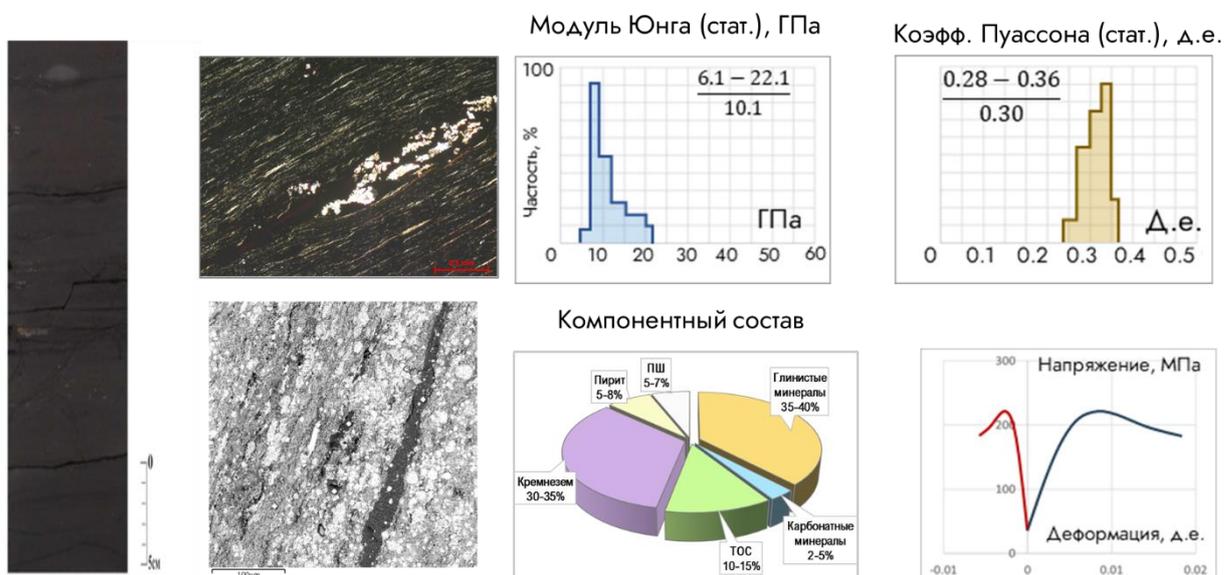


Рисунок 35 – Кероген-кремнисто-глинистый ЛМТ (3). Кремнисто-глинистая порода, обогащенная  $C_{орг}$ , интенсивно пиритизированная

Карбонатно-кремнистый л/м тип (4) (Рисунок 36) преобладает в разрезе тутлеймской свиты. Порода состоит из биогенного кремнезема (30-70%),  $C_{орг}$  (более 15%), глинистых минералов (15-35%), карбонатных минералов (менее 15%). ЛМТ характеризуется высоким генерационным потенциалом [45]. Особенности минералов группы кремнезёма связаны с метастабильностью биогенного кремнезёма, повышенным содержанием  $C_{орг}$ , присутствием тефроидного материала и других примесей [70]. Среди глинистых минералов выделяются гидрослюды, каолинит и смешаннослойные минералы. Е.Е. Карнюшина считает, что в разностях с высоким содержанием кремнезёма преобладают гидрослюды. В порядке убывания прослеживается ряд: гидрослюда – смешаннослойные минералы – каолинит [70].

## ● ЛМТ-4: Карбонатно-кремнистый л/м тип

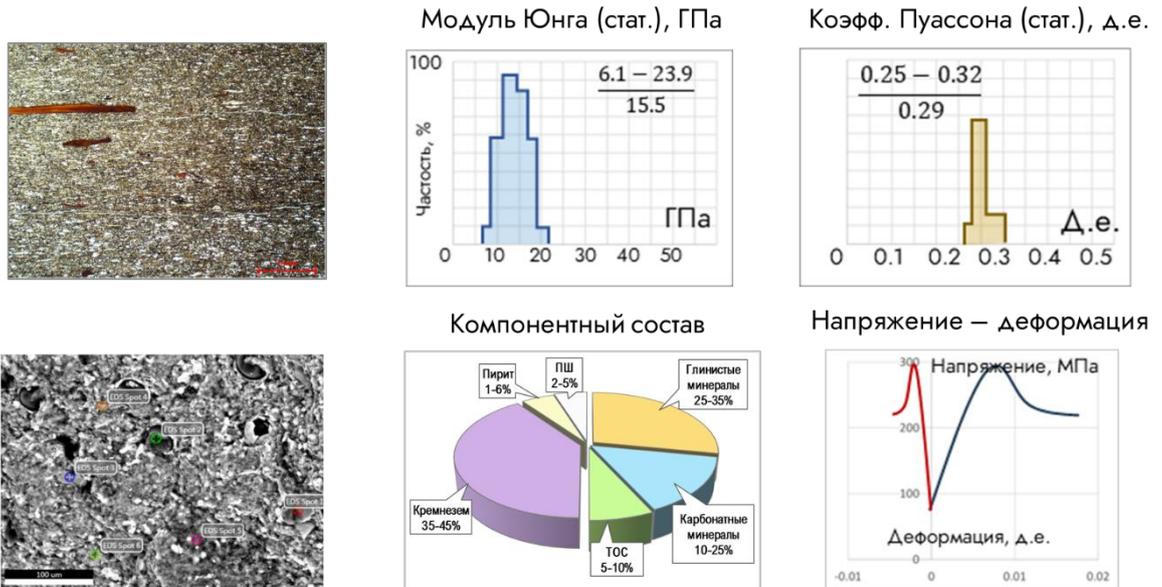


Рисунок 36 – Карбонатно-кремнистый ЛМТ (4). Карбонатно-глинисто-кремнистая порода, слабо пиритизированная

Для кремнистого л/м типа (5) характерны коричневые и серые кремневые породы – силициты (содержание кремнезема превышает 70%) с низким содержанием глин (менее 10%). Породы кремнистого л/м типа практически изотропны, структура биоморфная, радиоляриевая, текстура массивная (Рисунок 37). В разрезе тутлеймской свиты Красноленинского свода радиоляриты могут слагать пласты толщиной 1-1.5 м.

## ● ЛМТ-5: Кремнистый л/м тип

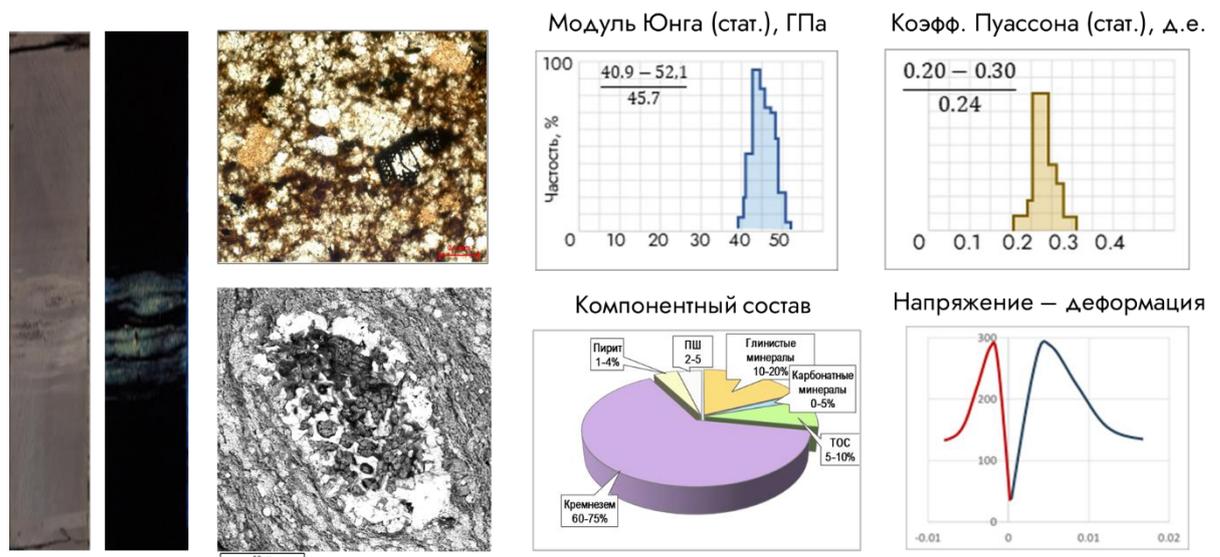


Рисунок 37 – Кремнистый (силицит) ЛМТ (5). Радиолярит микрокристаллический

Кремнисто-глинисто-карбонатный л/м тип (6) – чаще всего встречается в средней части абалакской свиты. Он представлен несколькими разновидностями, наиболее интересны известняк глинистый с примесью сидерита в виде оолитов размеров 1-8 мм и доломита. В

составе данного литотипа встречен кальцит с высоким содержанием марганца. Для карбонатных стяжений характерна скрытокристаллическая структура и наличие микротрещин, иногда с открытой ёмкостью (Рисунок 38).

### ● ЛМТ-6: Кремнисто-глинисто-карбонатный л/м тип



Рисунок 38 – Кремнисто-глинисто-карбонатный ЛМТ (6). Сидеритолит оолитовый, глинистый, слабо пиритизированный

Глинистый л/м тип (7) представлен очень рыхлыми породами зеленоватого цвета с тонкослоистой текстурой (Рисунок 39). Наблюдаются редкие роостры белемнитов. Литотип сложен преимущественно глинистыми минералами (>60%), из которых преобладает глауконит. Кроме этого, для кремнисто-глинистого литотипа абалакской свиты характерно наличие зерен алевритовой размерности, что говорит о седиментации в зоне переходной от континентальных отложений тюменской свиты к морским отложениям тутлеймской свиты.

### ● ЛМТ-7: Глинистый л/м тип

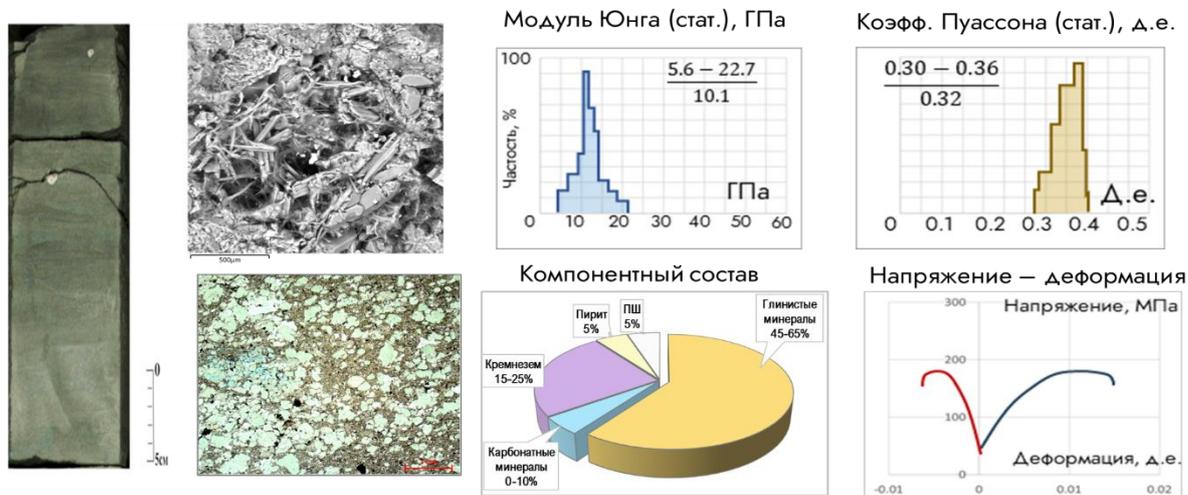


Рисунок 39 – Глинистый ЛМТ (7). Глауконит-глинистая порода, слабо алевритистая, пиритизированная и слабо карбонатизированная

Карбонатный л/м тип (8) – в некоторых случаях выделяется в качестве маркирующего «корреляционного» слоя [47] в кровле абалакской свиты. Представлен известняками трещиноватыми, массивными, биотурбированными, кавернозными брекчеевидной структуры, нефтенасыщенные (Рисунок 40). Характерно наличие широких разнонаправленных трещин. Минеральный состав пород представлен кальцитом и доломитом. Генезис данных отложений может быть связан с органогенными постройками, формировавшимися в мелководных частях морского бассейна.

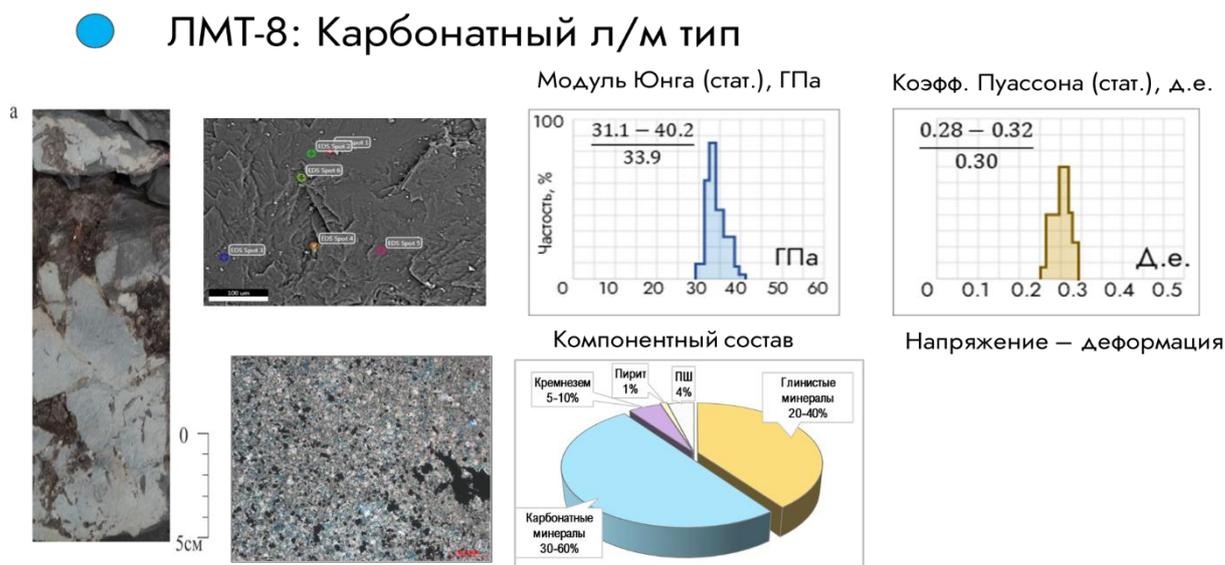


Рисунок 40 – Карбонатный ЛМТ (8). Известняк микрокристаллический с реликтами органических остатков

Сводная характеристика компонентного состава и геомеханических свойств для основных литомеханических типов ТАК приведена в Таблица 8 и Рисунок 41.

Таблица 9 – Сводная характеристика основных литомеханических типов ТАК

	№ ЛМТ	Кол-во обр., шт.	ЛТ	SiO <sub>2</sub> , %	Карбонаты, %	Глины, %	C <sub>орг</sub> , %	ЮНГ <sub>ст</sub>	ПУАС <sub>ст</sub>
Туллейская	1	6	Карбонатно-кремнисто-глинистый	$\frac{17.1 - 25.6}{20.3}$	$\frac{11.5 - 24.6}{13.2}$	$\frac{52.7 - 69.1}{60.4}$	$\frac{3.3 - 8.8}{6.9}$	$\frac{3.3 - 17.8}{9.9}$	$\frac{0.28 - 0.38}{0.30}$
	2	13	Кремнисто-карбонатный	$\frac{21.1 - 45.0}{37.3}$	$\frac{41.4 - 59.1}{45.2}$	$\frac{2.7 - 19.6}{8.3}$	$\frac{5.6 - 17.9}{9.4}$	$\frac{20.2 - 32.6}{28.2}$	$\frac{0.23 - 0.31}{0.26}$
	3	13	Кероген-кремнисто-глинистый	$\frac{19.8 - 52.1}{40.1}$	$\frac{3.6 - 14.3}{6.3}$	$\frac{4.3 - 50.8}{32.1}$	$\frac{11.3 - 27.8}{17.1}$	$\frac{6.1 - 22.1}{10.1}$	$\frac{0.28 - 0.36}{0.30}$
	4	17	Карбонатно-кремнистый	$\frac{37.2 - 58.8}{53.9}$	$\frac{17.5 - 34.0}{27.3}$	$\frac{0.3 - 12.2}{3.3}$	$\frac{7.1 - 18.4}{10.9}$	$\frac{6.1 - 23.9}{15.5}$	$\frac{0.25 - 0.32}{0.29}$
	5	6	Кремнистый	$\frac{79.2 - 97.3}{88.9}$	$\frac{5.8 - 9.5}{7.3}$	$\frac{0.5 - 5.4}{1.8}$	$\frac{4.1 - 12.8}{6.0}$	$\frac{40.9 - 52.1}{45.7}$	$\frac{0.20 - 0.30}{0.24}$
Абалакская	6	7	Кремнисто-глинисто-карбонатный	$\frac{7.8 - 21.7}{10.5}$	$\frac{56.1 - 69.5}{60.9}$	$\frac{20.8 - 31.8}{25.7}$	$\frac{0.3 - 4.1}{1.2}$	$\frac{42.9 - 72.5}{55.7}$	$\frac{0.29 - 0.33}{0.31}$
	7	32	Глинистый	$\frac{3.3 - 7.8}{5.1}$	$\frac{8.7 - 14.9}{12.2}$	$\frac{63.1 - 93.7}{81.6}$	$\frac{0.1 - 4.7}{1.6}$	$\frac{5.6 - 22.7}{10.1}$	$\frac{0.30 - 0.36}{0.32}$
	8	11	Карбонатный	$\frac{2.7 - 8.6}{6.9}$	$\frac{76.0 - 99.4}{87.4}$	$\frac{1.5 - 6.4}{4.3}$	$\frac{0.3 - 8.8}{2.9}$	$\frac{31.1 - 40.2}{33.9}$	$\frac{0.28 - 0.32}{0.30}$

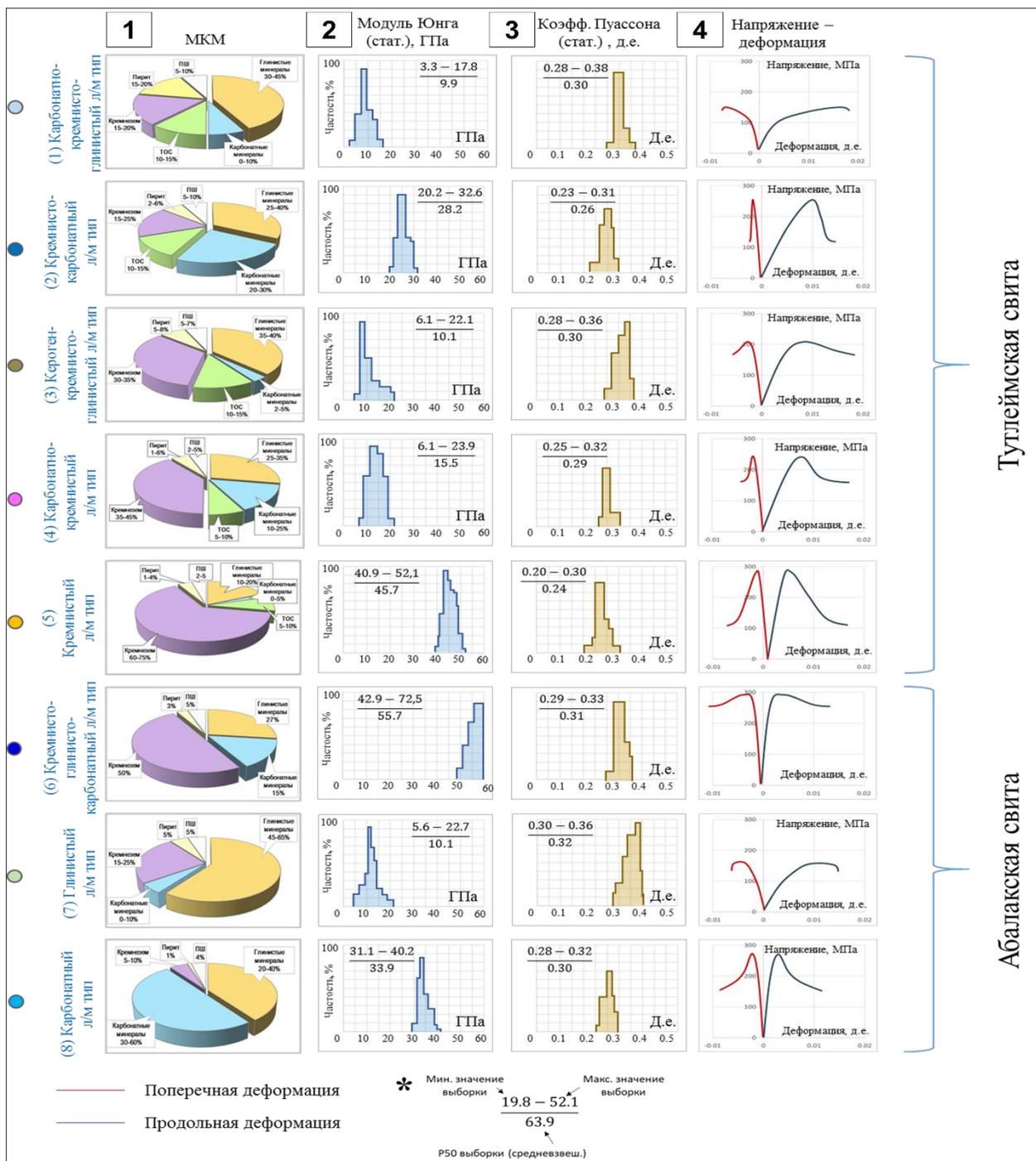


Рисунок 41 – Сводная характеристика основных литомеханических типов ТАК (столбец 1 – круговая диаграмма МКС; столбец 2 – гистограмма модуля Юнга, ГПа; столбец 3 – гистограмма коэффициента Пуассона, д.е.; столбец 4 – типовой график «напряжение-деформация»)

**Из приведенного выше вытекает защищаемое положение №1:** На основе обобщения исследований минерально-компонентного состава и геомеханических свойств образцов пород ТАК выделены восемь литомеханических типов: (1) карбонатно-кремнисто-глинистый; (2) кремнисто-карбонатный; (3) кероген-кремнисто-глинистый; (4) карбонатно-кремнистый; (5) кремнистый; (6) кремнисто-глинисто-карбонатный; (7) глинистый; (8) карбонатный.

#### 4. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ В РАЗРЕЗЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП

После того как были выделены ЛМТ пород ТАК необходимо понять, какие из этих типов пород подвержены проведению ГРП, а какие не подвержены, поскольку. Трещины ГРП должны концентрироваться в продуктивной зоне пласта, обеспечивая движение флюида к стволу скважины и не выходить за пределы пласта для избежания прорывов в водоносные горизонты и/или снижения продуктивности добывающих скважин [16].

Таким образом, ключевой задачей данного этапа является определение барьеров трещин (неподверженные ГРП ЛМТ) и перспективных интервалов расстановки портов ГРП (подверженные ГРП ЛМТ).

Для прогнозирования перспективных интервалов для проведения ГРП используется хрупкость. Хрупкость характеризует способность пород образовывать трещины и последующую возможность сохранять их в раскрытом состоянии. С точки зрения подсчета запасов хрупкость является наиболее значимой геомеханической характеристикой [52]. Хрупкие интервалы разреза, обладающие лучшими емкостными свойствами, можно считать технически стимулируемыми коллекторами по Калмыкову [68]. В результате ГРП данные породы растрескиваются, и в них образуется система техногенных трещин, по которым становится возможной фильтрация пластовых флюидов. Породы же с низкой хрупкостью стоит рассматривать как барьеры трещины, в которой трещину ГРП создать и возможно, но за счет пластичности она, скорее всего, преждевременно закроется.

Существует разные способы определения хрупкости на основе данных керна или ГИС [12, 15 и др.]. Наиболее часто применяются способы, позволяющие определить хрупкость по ГИС [1, 27, 36 и др.]. В их основу заложены упругие, прочностные свойства и минерально-компонентный состав.

В настоящей работе рассматривается метод определения хрупкости по Рикману [36]:

$$\text{Хрупкость} = \frac{\left( \frac{\text{ПУАС}_{\text{дин\_макс}} - \text{ПУАС}_{\text{дин}}}{\text{ПУАС}_{\text{дин\_макс}} - \text{ПУАС}_{\text{дин\_мин}}} \right) + \left( \frac{\text{ЮНГ}_{\text{дин}} - \text{ЮНГ}_{\text{дин\_макс}}}{\text{ЮНГ}_{\text{дин\_макс}} - \text{ЮНГ}_{\text{дин\_мин}}} \right)}{2} \quad (\text{д. е.}) \quad (4.1)$$

$\text{ПУАС}_{\text{дин}}$  – динамический коэффициент Пуассона, д. е.,  $\text{ПУАС}_{\text{дин\_макс}}$  – динамический максимальный коэффициент Пуассона, д. е.,  $\text{ПУАС}_{\text{дин\_мин}}$  – динамический минимальный коэффициент Пуассона, д. е.,  $\text{ЮНГ}_{\text{дин}}$  – динамический модуль Юнга, ГПа,  $\text{ЮНГ}_{\text{дин\_макс}}$  – максимальный динамический модуль Юнга, ГПа,  $\text{ЮНГ}_{\text{дин\_мин}}$  – минимальный динамический модуль Юнга, ГПа.

Динамический модуль Юнга и динамический коэффициент Пуассона, входящие в расчет хрупкости по Рикману, характеризуют реакцию пород на кратковременные

нагрузки, такие как прохождение акустических волн. Для их расчета используются скорости пробега акустических волн совместно с измерениями объемной плотности [96].

Динамический коэффициент Пуассона  $\text{ПУАС}_{\text{дин}}$  рассчитывался по формуле:

$$\text{ПУАС}_{\text{дин}} = \frac{1 (V_p/V_s)^2 - 2}{2 (V_p/V_s)^2 - 1} \quad (4.1)$$

$V_p$  – скорость пробега Р-волн, м/с;  $V_s$  – скорость пробега S-волн, м/с.

Динамический модуль Юнга  $\text{ЮНГ}_{\text{дин}}$  рассчитывался по формуле:

$$\text{ЮНГ}_{\text{дин}} = \rho V_s^2 \frac{(3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \quad (4.2)$$

$\rho$  – объёмная плотность, г/см<sup>3</sup>.

Для определения хрупкости достаточно использования динамических свойств, в то время как модель напряжений требует задания статических упругих модулей. При воздействии на массив горных пород сил неизменного направления, действующих в течение времени, породы проходят четыре стадии деформации: псевдоупругую, упруго-вязкую, пластическую и разрушение (Рисунок 42) [89]. Эти стадии зависят от упругости пород, их вязкости и жесткости, динамики изменения напряжений и РТ-условий *in situ*. Статические упругие свойства характеризуют стадию псевдоупругой деформации, а также определяют реакцию породы на длительную нагрузку с характерными временами нагружения и разгрузки, значительно большими временного периода сейсмических волн. Это обуславливает разницу значений динамических и статических упругих свойств.

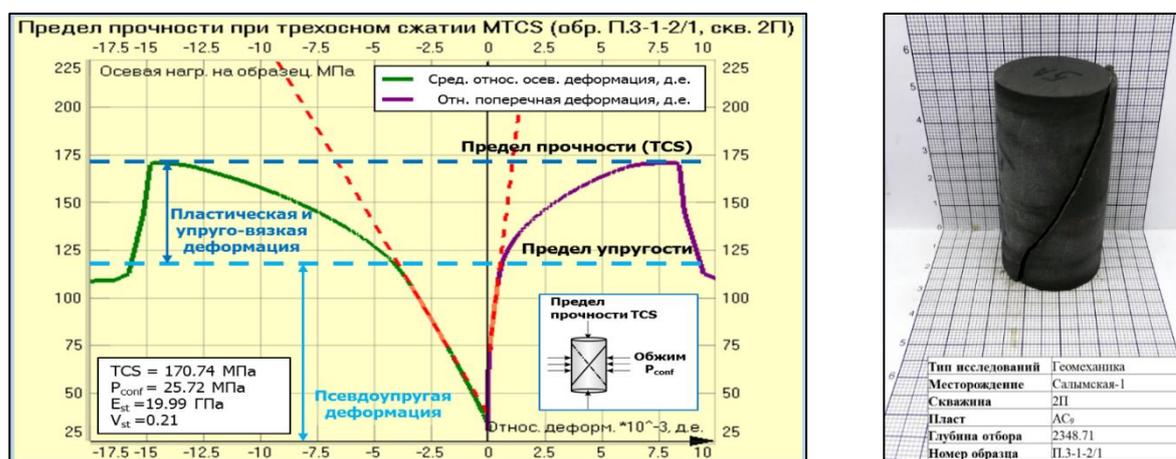


Рисунок 42 – Принципиальный график «Нагрузка-деформация»

Как видно из Рисунок 43А, между динамическим и статическим модулем Юнга наблюдается удовлетворительная корреляция. Данная корреляция использовалась при расчете модуля Юнга по ГИС (Рисунок 44). Что касается статического коэффициента Пуассона, то нужно отметить, что он слабо коррелирует с динамическим коэффициентом Пуассона. В данном случае для дальнейших расчетов в качестве статического

коэффициента Пуассона использовался динамический. Также из Рисунок 43В следует, что между интервальными временами пробега продольных и поперечных также наблюдается хорошая корреляция, что использовалось в главе 0 для восстановления необходимых кривых.

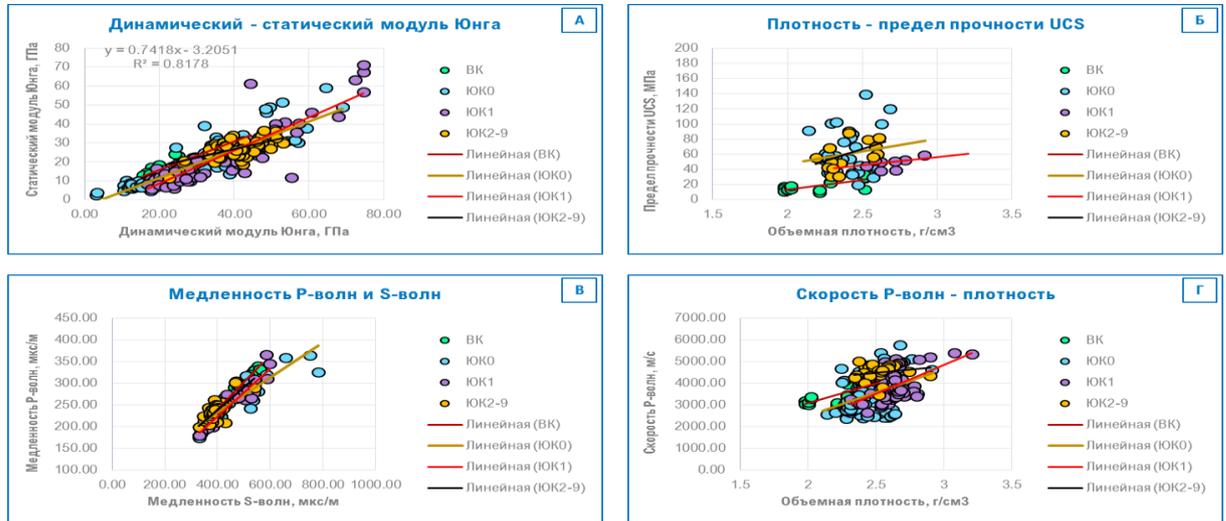


Рисунок 43 – Регрессионные зависимости типа «Керн-Керн»: А) динамический модуль Юнга, ГПа – статический модуль Юнга, ГПа; Б) объемная плотность, г/см<sup>3</sup> – предел прочности, МПа; В) медленность S-волн, мкс/м – медленность P-волн, мкс/м; Г) объемная плотность, г/см<sup>3</sup> – скорость P-волн, м/с

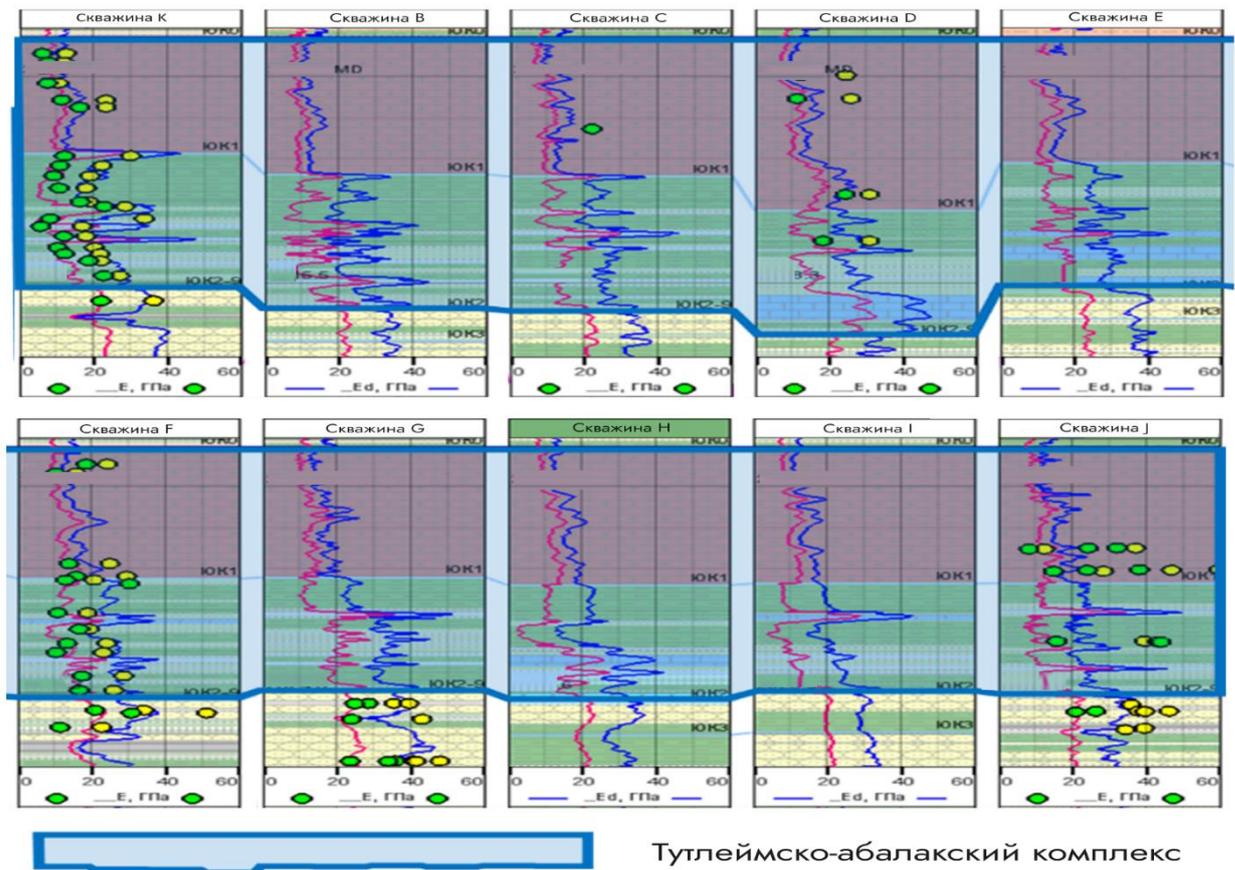


Рисунок 44 – Динамический и статический модуль Юнга с калибровкой на керновые данные по скв. К – В – С – D – E – F – G – H – I – J

Для настройки профилей предела прочности при одноосном сжатии в данной работе используются зависимости, основанные на связи «кern-ГИС» с интервальным временем пробега продольных волн (Рисунок 45).

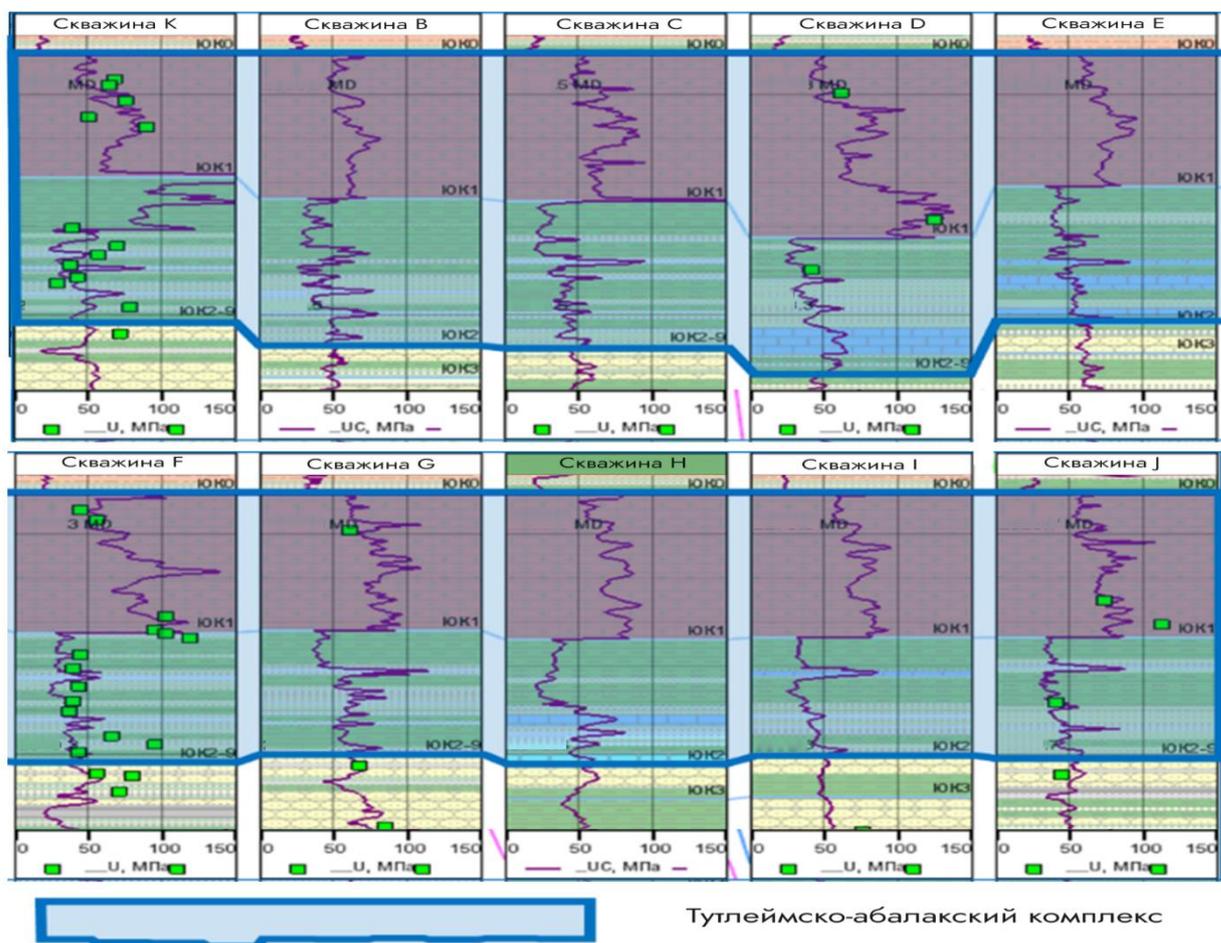


Рисунок 45 – Предел прочности при одноосном сжатии с калибровкой на керновые данные по скв. К – В – С – D – E – F – G – H – I – J

Хрупкость по Рикману стремится к 1, если порода характеризуется высоким модулем Юнга и низким коэффициентом Пуассона (Рисунок 47Г). Низкие значения хрупкости приурочены к литомеханическим типам с высоким содержанием глин и органического вещества (кремнисто-глинистые, кероген-глинисто-кремнистые и кероген-кремнисто-глинистые).

Далее литомеханические типы были определены по ГИС (Рисунок 48). По каротажу также была рассчитана хрупкость, согласно которой наиболее перспективными интервалами для проведения технической стимуляции в разрезе тутлеймско-абалакского комплекса являются породы кремнистого литомеханического типа (кремнистые низкоглинистые массивные породы, радиоляриты) и породы карбонатного литомеханического типа (известняки бактериальные с наличием макротрещин). Хрупкость в данных породах превышает 0.4.

К породам-барьерам относятся карбонатно-кремнисто-глинистый; кероген-кремнисто-глинистый; кремнисто-глинисто-карбонатный и глинистый ЛМТ.

Высокое содержание  $C_{орг}$  приводит к снижению модуля Юнга и предела прочности, в то время как увеличение карбонатной и кремнистой составляющей приводит к их увеличению. Влияние текстурных особенностей на механические свойства однозначно – массивные породы характеризуются более высокими значениями механических свойств, в то время как слоистые и анизотропные разности являются более пластичными и слабопрочными. Из этого следует, что механико-прочностные свойства, а также степень их анизотропии являются функцией минерально-компонентного состава и текстурно-структурных особенностей пород.

**Из приведенного выше вытекает защищаемое положение №2:** наиболее хрупкими интервалами в разрезе ТАК являются породы кремнистого литомеханического типа (кремнистые низкоглинистые массивные породы, радиоляриты) и породы карбонатного литомеханического типа (известняки бактериальные с наличием макротрещин).

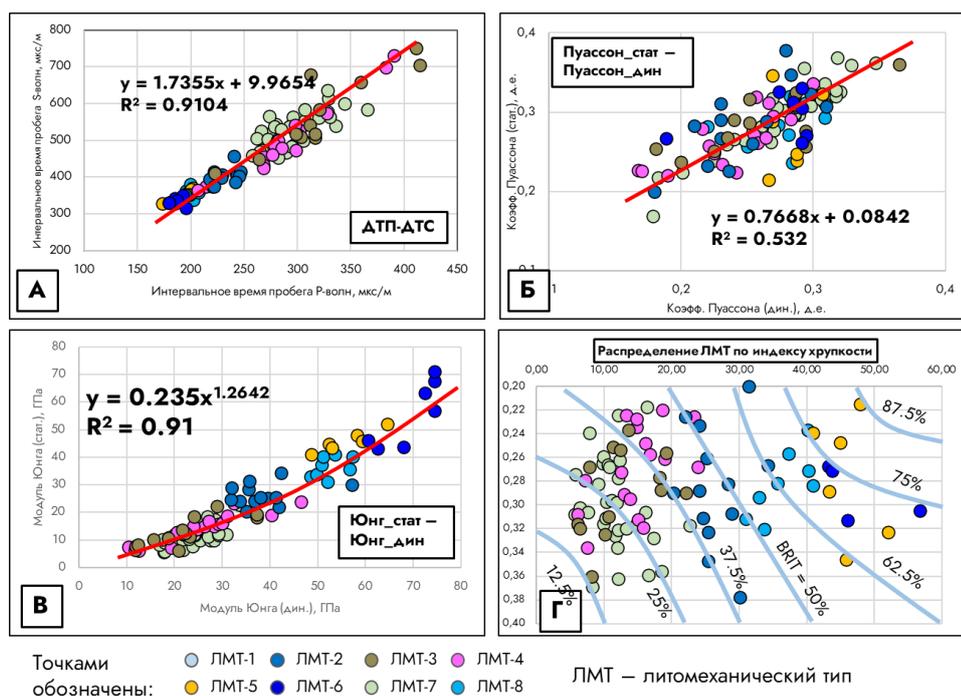


Рисунок 46 – Регрессионные зависимости типа «Керн-Керн»: А) медленность Р-волн, мкс/м – медленность S-волн, мкс/м; Б) динамический модуль Юнга, ГПа – статический модуль Юнга, ГПа; В) статический модуль Юнга, ГПа – статический коэффициент Пуассона, д.е. Синими линиями показаны значения индекса хрупкости

	№ ЛМТ	Кол-во обр., шт.	ЛТ	SiO <sub>2</sub> , %	Карбонаты, %	Глины, %	C <sub>орг</sub> , %	ЮНГ <sub>ст</sub>	ПУАС <sub>ст</sub>
Туплейская	1	6	Карбонатно-кремнисто-глинистый	17.1 – 25.6 20.3	11.5 – 24.6 13.2	52.7 – 69.1 60.4	3.3 – 8.8 6.9	3.3 – 17.8 9.9	0.28 – 0.38 0.30
	2	13	Кремнисто-карбонатный	21.1 – 45.0 37.3	41.4 – 59.1 45.2	2.7 – 19.6 8.3	5.6 – 17.9 9.4	20.2 – 32.6 28.2	0.23 – 0.31 0.26
	3	13	Кероген-кремнисто-глинистый	19.8 – 52.1 40.1	3.6 – 14.3 6.3	4.3 – 50.8 32.1	11.3 – 27.8 17.1	6.1 – 22.1 10.1	0.28 – 0.36 0.30
	4	17	Карбонатно-кремнистый	37.2 – 58.8 53.9	17.5 – 34.0 27.3	0.3 – 12.2 3.3	7.1 – 18.4 10.9	6.1 – 23.9 15.5	0.25 – 0.32 0.29
	5	6	Кремнистый	79.2 – 97.3 88.9	5.8 – 9.5 7.3	0.5 – 5.4 1.8	4.1 – 12.8 6.0	40.9 – 52.1 45.7	0.20 – 0.30 0.24
Абалакская	6	7	Кремнисто-глинисто-карбонатный	7.8 – 21.7 10.5	56.1 – 69.5 60.9	20.8 – 31.8 25.7	0.3 – 4.1 1.2	42.9 – 72.5 55.7	0.29 – 0.33 0.31
	7	32	Глинистый	3.3 – 7.8 5.1	8.7 – 14.9 12.2	63.1 – 93.7 81.6	0.1 – 4.7 1.6	5.6 – 22.7 10.1	0.30 – 0.36 0.32
	8	11	Карбонатный	2.7 – 8.6 6.9	76.0 – 99.4 87.4	1.5 – 6.4 4.3	0.3 – 8.8 2.9	31.1 – 40.2 33.9	0.28 – 0.32 0.30

Рисунок 47 – Сводная таблица минерально-компонентных и механических характеристик выделенных литомеханических типов

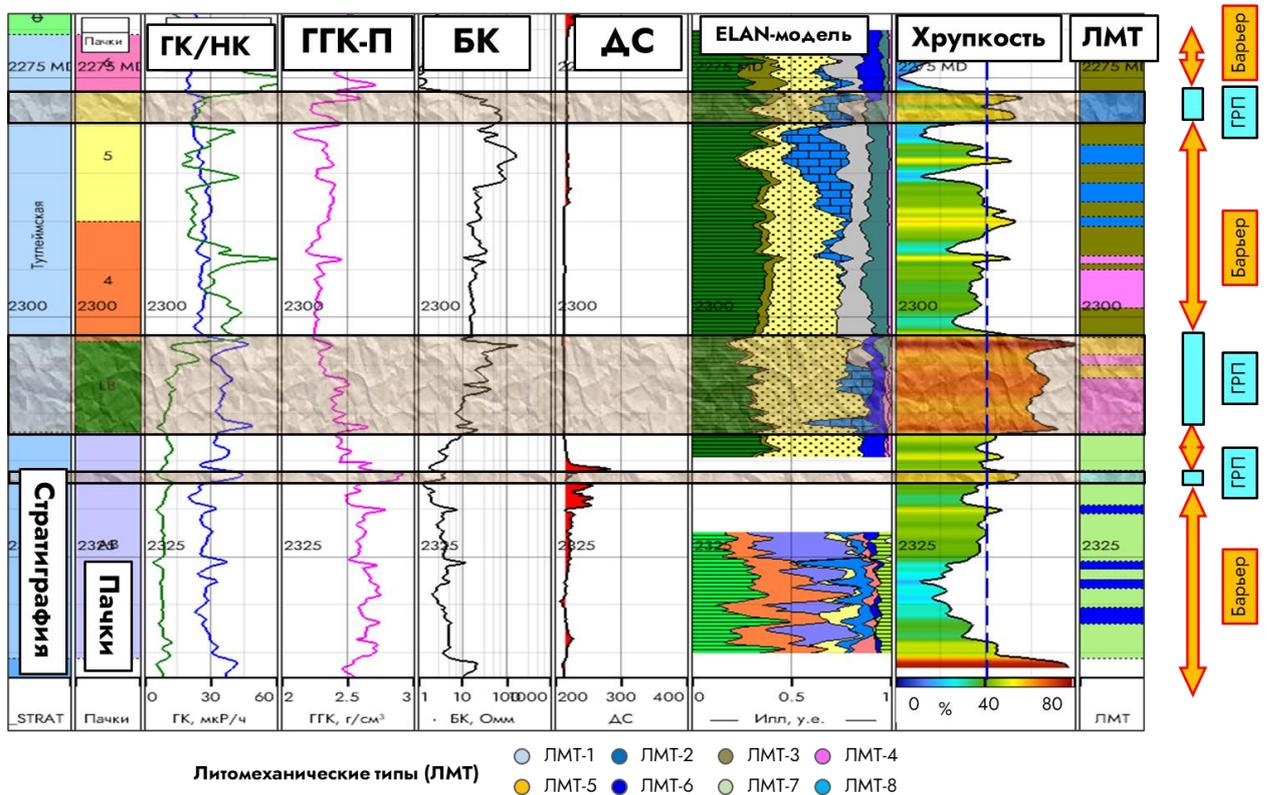


Рисунок 48 – Локализация перспективных интервалов в разрезе для технической стимуляции методом ГРП

## 5. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН НА ПЛОЩАДИ

После того как выделены перспективные интервалы пород для проведения ГРП их необходимо оконтурить их на площади. Для оконтуривания перспективных зон для проведения ГРП в границах исследуемой площади выполнено распространение механических свойств с привлечением сейсмических трендов. Для этого был создан рабочий цифровой проект, в который были загружены сейсмические кубы, результирующие кривые 1D-геомеханических моделей, результаты структурной интерпретации (структурные карты, карты изохрон, скважинные разбивки), а также результаты подготовительной работы по коррекции и интерпретации каротажных кривых.

### Актуализация трехмерного структурного каркаса

Детальная структурная модель была актуализирована для участка размером 5 x 7 x 3.2 км с разбивкой на ячейки 50 x 50 м в плане и общим количеством 2.6 млн ячеек. Сетка резервуара и перекрывающих пластов была построена с использованием поверхностей по результатам интерпретации трехмерной сейсморазведки. Для интервала тутлеймской свиты было использовано детальное разбиение на слои с высотой ячейки 1 м, чтобы учесть в модели наличие тонких пластов с контрастными механическими свойствами.

На изучаемой площади сторонней организацией ранее выполнялась сейсмическая инверсия до суммирования с получением кубов продольного импеданса  $P_{imp}$  и поперечного импеданса  $S_{imp}$  [111]. Они были взяты в качестве основы для построения трендов упругих свойств, необходимых для расчета всех механических параметров, в частности модуля Юнга и коэффициента Пуассона.

Общая последовательность работы сводилась к следующему:

- Обновление трехмерного структурного каркаса площади на основе ранее результатов интерпретации и пересчет кубов  $P_{imp}/S_{imp}$  в глубинный домен (Рисунок 49, Рисунок 50);
- Верификация трендов  $P_{imp}/S_{imp}$  с данными ГИС;
- Моделирование кубов  $P_{imp}/S_{imp}$ /плотность в каркасе трехмерной модели;
- Расчет геомеханических свойств и извлечение карт атрибутов.

В трехмерном гриде были заданы поверхности:

- Дневная поверхность = 0;
- Кровля Б (кровля тутлеймской свиты);
- Кровля Аб (кровля абалакской свиты);
- Кровля Т (кровля тюменской свиты и пласта ЮК<sub>2</sub>);

– Кровля А (кровля доюрского основания).

Напластование внутри слоев задано пропорциональное, вертикальная толщина ячеек в пределах каждого слоя модели показана в Таблица 10.

Для пересчета кубов  $P_{imp}/S_{imp}$  в глубинный домен построена пластовая модель скоростей. В качестве поверхностей интервальных скоростей использованы grids, рассчитанные обратным пересчетом из структурных карт и карт изохрон.

Таблица 10 – Разбивка на слои

Интервал	Количество слоев	Вертикальная толщина ячеек, м
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
0-Б	230	9.8
Б-Аб	30	1.05
Аб-Т	30	1.03
Т-А	50	2.4

Сейсмические кубы в глубинном масштабе пересчитаны на ячейки 3D грида с помощью опции Seismic Resampling в модуле Geometric Modelling.

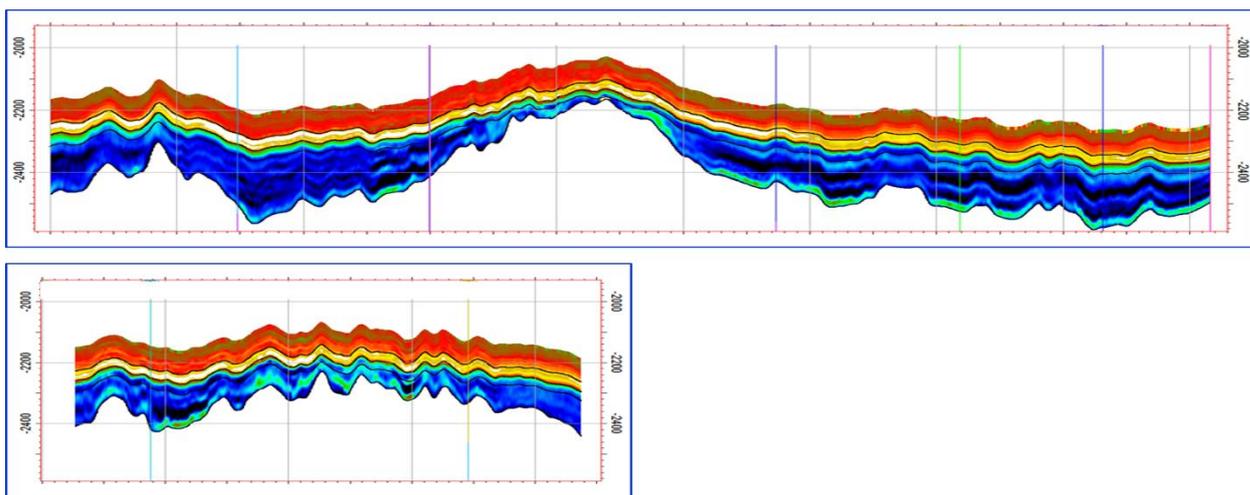


Рисунок 49 – Пример разрезов  $P_{imp}$  после пересчета в глубинный домен

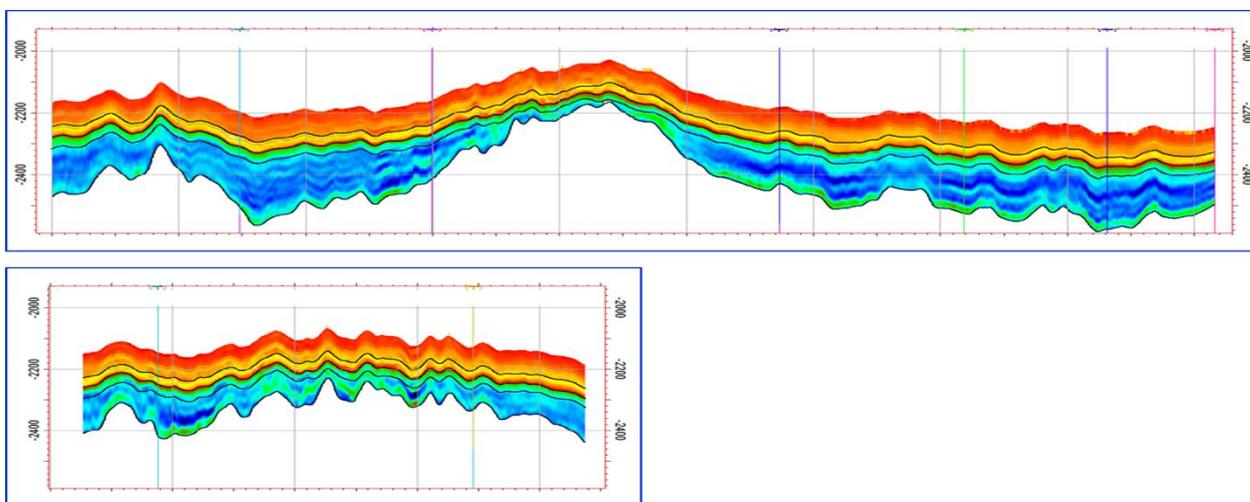
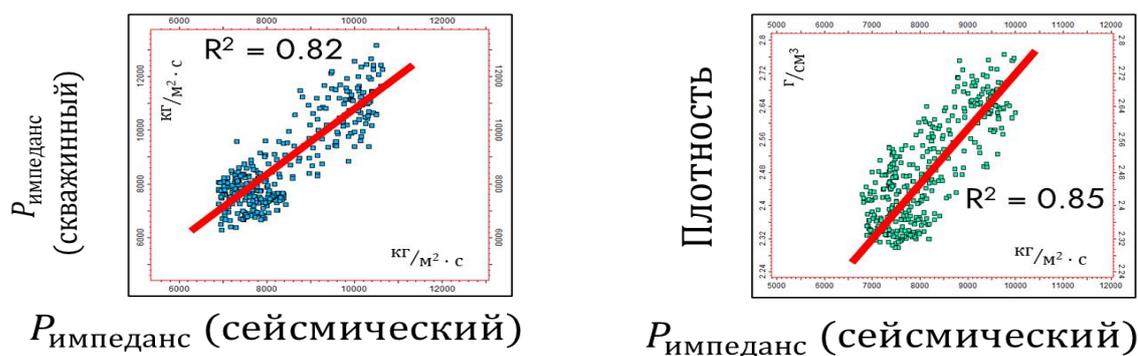


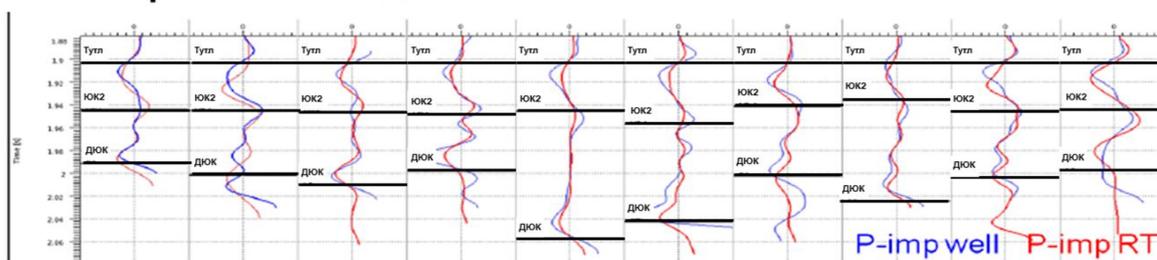
Рисунок 50 – Пример разрезов  $S_{imp}$  после пересчета в глубинный домен

## Верификация трендов Pimp/Simp с ГИС

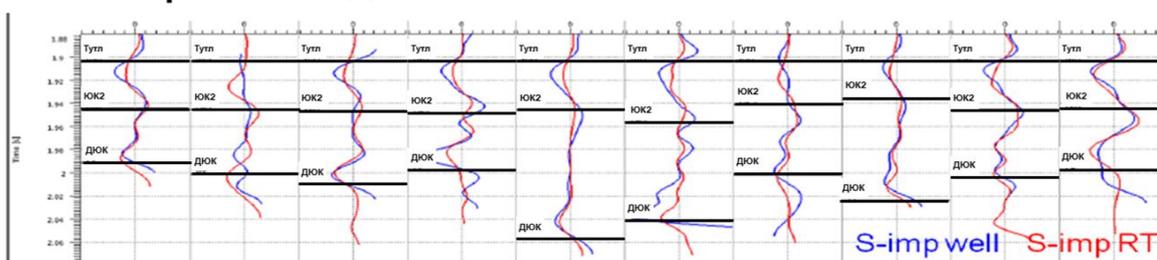
Далее выполнялась верификация результирующих кубов сейсмической инверсии на значение продольного импеданса  $P_{imp}$  и поперечного импеданса  $S_{imp}$ , определенное по замерам плотности и интервального времени пробега P- и S-волн в скважинах. Установлена хорошая сходимость восстановленных кривых продольного и поперечного импеданса со скважинными кривыми (Рисунок 51). Коэффициент корреляции для всех скважин с наличием одномерных геомеханических моделей составил 0.82 для продольного импеданса и 0.76 для поперечного импеданса. При визуальном сравнении расчетов по ГИС и по данным сейсмической инверсии (Рисунок 51) также видна удовлетворительная сходимость восстановленных кривых импеданса и кривых, рассчитанных по ГИС. Существующие различия связаны со значительной разницей разрешающей способности сейморазведки и акустического каротажа, то есть кривая, рассчитанная из кубов инверсии, показывает среднюю величину для всего пласта.



### Сравнение ПРОДОЛЬНОГО импеданса по ГИС и сеймике



### Сравнение СДВИГОВОГО импеданса по ГИС и сеймике



▬  $P_{\text{импеданс (сейсмический)}}$ 
▬  $P_{\text{импеданс (скважинный)}}$

Рисунок 51 – 1 – корреляция скважинного и сейсмического продольного P-импеданса; 2 – корреляция скважинной плотности и сейсмического продольного P-импеданса; 3 –

планшет с кривыми скважинного (красный) и сейсмического (синий) продольного Р-импеданса по линии скважин А-Б; 4 – линия скважин А-Б на карте площади

### Моделирование кубов Pimp/Simp/плотность в каркасе трехмерной модели

При наполнении сетки механическими свойствами можно распространять как напрямую механические параметры, так и петрофизические параметры, из которых рассчитываются механические. В связи с тем, что по результатам определения механических свойств на керне определены зависимости механических параметров от скорости Р- и S-волн, плотности, именно эти параметры определены как базовые для распространения в межскважинном пространстве. Процесс распределения параметров в пределах трехмерной модели можно разделить на несколько основных этапов: осреднение скважинных данных, непосредственно распределение свойств в объеме и контроль сходимости полученных результатов при сопоставлении со скважинными данными, с сейсмическими трендами.

#### Осреднение скважинных данных

Скважинные данные содержат следующие параметрические кривые: DTP, DTS (мкс/м) и DEN (г/см<sup>3</sup>). Далее рассчитывались величины продольного и поперечного импеданса, как произведение скорости пробега волны на объемную плотность, и получены кривые P<sub>imp</sub> и S<sub>imp</sub>. Осреднение включало в себя два этапа: определение ячеек сетки, через которые проходит скважина, и определение средневзвешенного значения параметра в каждой такой ячейке. После осреднения параметрических кривых на блоки проводился контроль качества. На Рисунок 52, Рисунок 53, Рисунок 54 приведены гистограммы распределения плотности, Р- и S-волн. Красным цветом на гистограммах вынесено среднее значение по скважинным данным, зеленым – по осредненным на 3D-сетку данным.

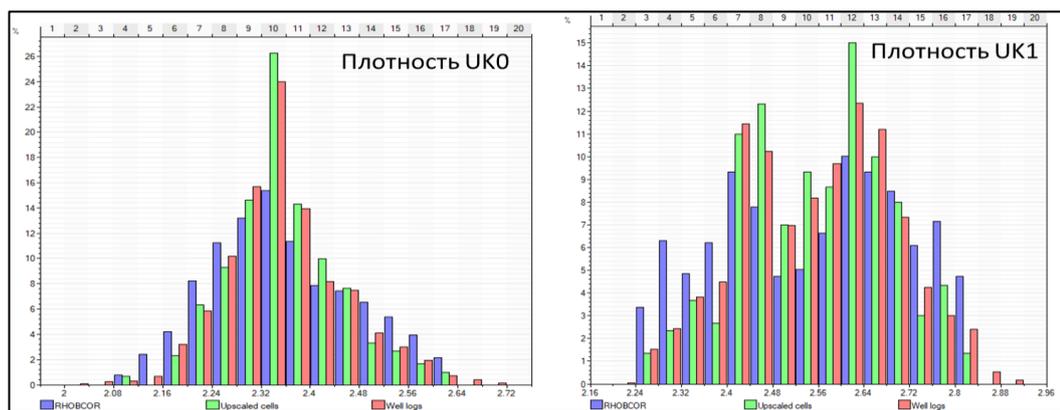


Рисунок 52 – Распределение объемной плотности по данным ГИС (красный), осредненным на 3D-сетку (зеленый) и по сейсмическим данным (фиолетовый)

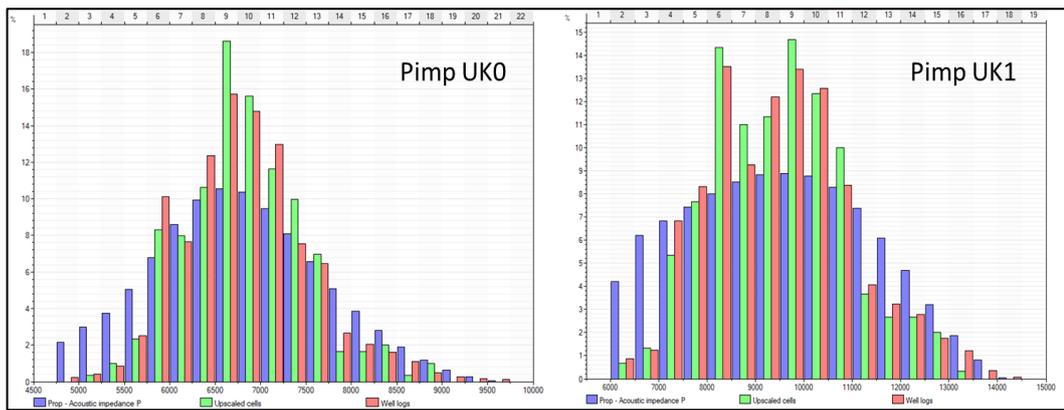


Рисунок 53 – Распределение продольного импеданса по данным ГИС (красный), осредненным на 3D-сетку (зеленый) и по сейсмическим данным (фиолетовый)

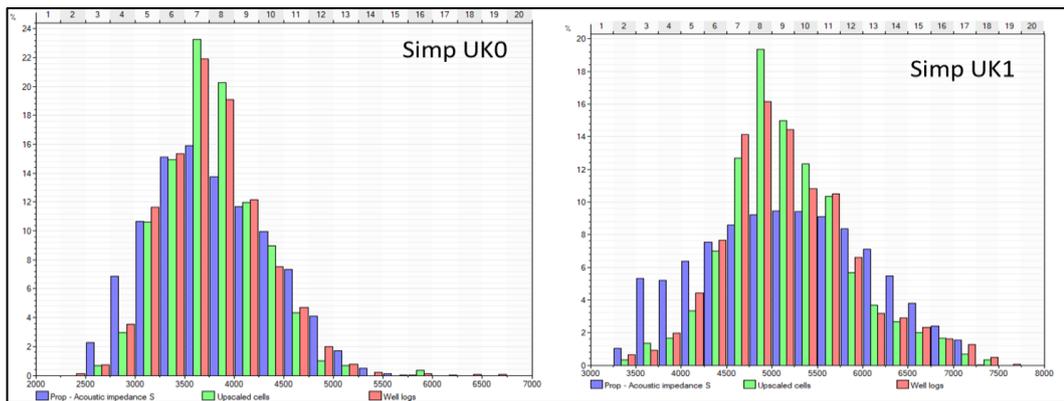


Рисунок 54 – Распределение сдвигового импеданса по данным ГИС (красный), осредненным на 3D-сетку (зеленый) и по сейсмическим данным (фиолетовый)

### Распределение параметров $DEN$ , $V_p$ и $V_s$ в объеме

При моделировании пространственного распределения параметров использовался метод Gaussian Random Function Simulation. В качестве 3D-тренда задавались кубы распределения параметров, рассчитанные по сейсмическим данным. Для обоснования параметров интерполяции построены вариограммы, которые измеряют степень корреляционной связи между данными в пространстве для плотности и  $P_{imp}/S_{imp}$ . Обоснование вертикального ранга приведено на Рисунок 56. При определении вертикального ранга по вариограмме видно, что на расстоянии 7.1-10 метров проявляется устойчивая корреляция в распределении плотности между парами точек (горизонтальная полка) для  $P_{imp}/S_{imp}$  и 5.5 – для плотности. Для распределения  $P_{imp}/S_{imp}$  по горизонтали использованы ранги от 3 до 6 км, для плотности 4 км.

Распределение свойств в межскважинном пространстве контролировалось сейсмическими 3D трендами. Для этого использовался метод Co-Kriging.

Для интервала разреза, в котором отсутствуют результаты сейсмической инверсии в качестве трехмерного тренда использовался аналогичный метод, но без использования Co-Kriging опции. При получении результирующих кубов визуально контролировались

разрезы и осредненные свойства  $P_{imp}/S_{imp}$ /Плотность. Они сравнивались с исходными трендами одноименных свойств.

Извлеченные вдоль стволов скважин кривые также сопоставлялись с исходными. Помимо анализа срезов и карт важным инструментом является контроль гистограмм распределения параметров в сетке трехмерного грида. Наблюдается неполное соответствие мод гистограмм между входной, скважинной и полученной в результате моделирования информацией. Смещение столбцов значений параметров объясняется тем, что основные точки выборки сконцентрированы в одной зоне месторождения. Другие зоны в то же время скважинами не охарактеризованы, и распределение свойств в их пределах происходит с большим весом сейсмического тренда, согласно которому прогнозируется значительное увеличение плотности и импеданса. Таким образом, получены кубы и карты основных параметров (Р-импеданса, плотности, скоростей Р- и S-волн), необходимых для последующего расчета геомеханических свойств, основываясь на ранее установленных в процессе одномерного моделирования уравнениях.

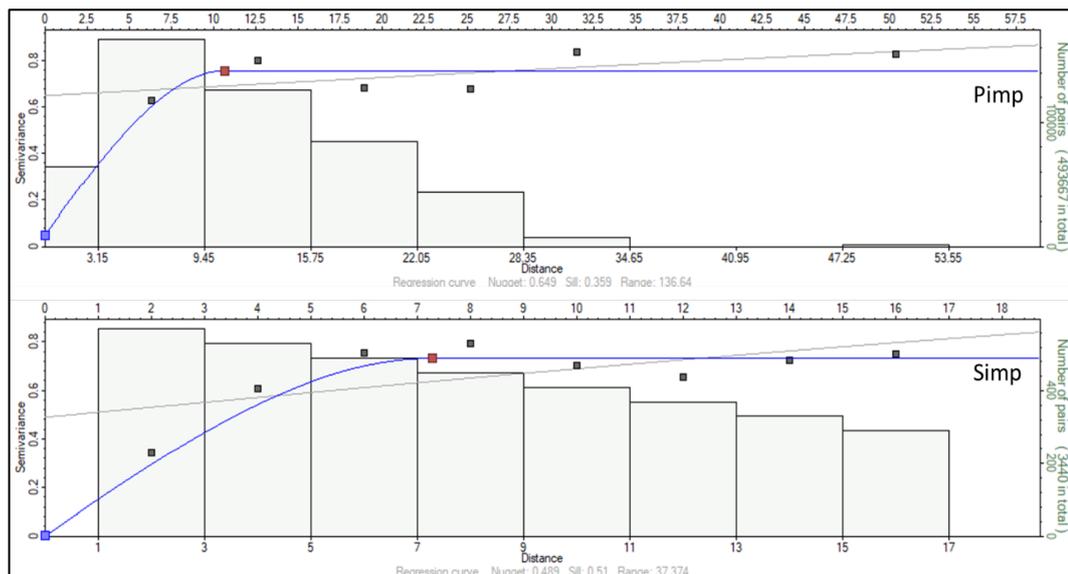


Рисунок 55 – К обоснованию вертикального ранга вариограммы для Pimp и Simp

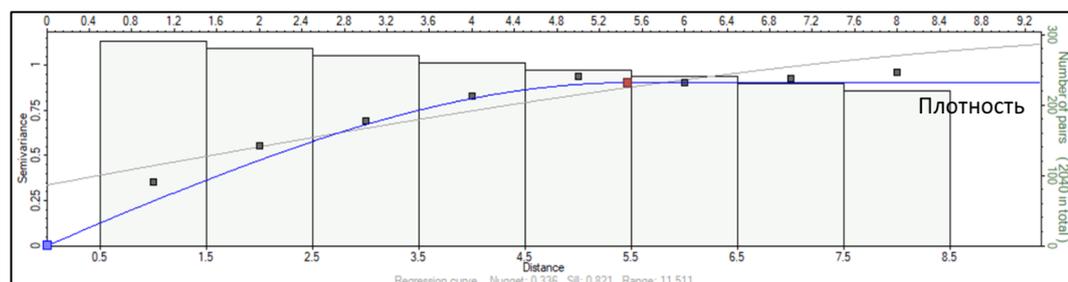


Рисунок 56 – К обоснованию вертикального ранга вариограммы для плотности

### Расчет геомеханических свойств и извлечение карт атрибутов

На основе карт и кубов плотности и скоростей волн рассчитаны кубы механических свойств: коэффициент Пуассона, модуль Юнга, хрупкость (Рисунок 57). Для этого

использовались известные теоретические уравнения и эмпирические уравнения, установленные на этапе 1D моделирования.

По полученному кубу хрупкости была построена карта средних значений хрупкости в ТАК. Средние значения хрупкости в точках скважин были сопоставлены с дебитами скважин. На основании полученной корреляции между дебитами и хрупкостью была проведена отсечка хрупкости 0.4 д.е., т. к. скважины, расположенные в точках с хрупкостью менее 0.4 д.е., имеют незначительные притоки (менее 2 м<sup>3</sup>/сут). Скважины с хрупкостью более 0.4 в более приточные, дебиты достигают 170 т/сут (Рисунок 58). На В представлена корреляция начальных дебитов и толщин хрупких прослоев с отсечкой «Хрупкость» 0.4 в интервалах ТАК. Таким образом, толщина слоев в этих областях прямо связана с начальными показателями начальных дебитов скважин.

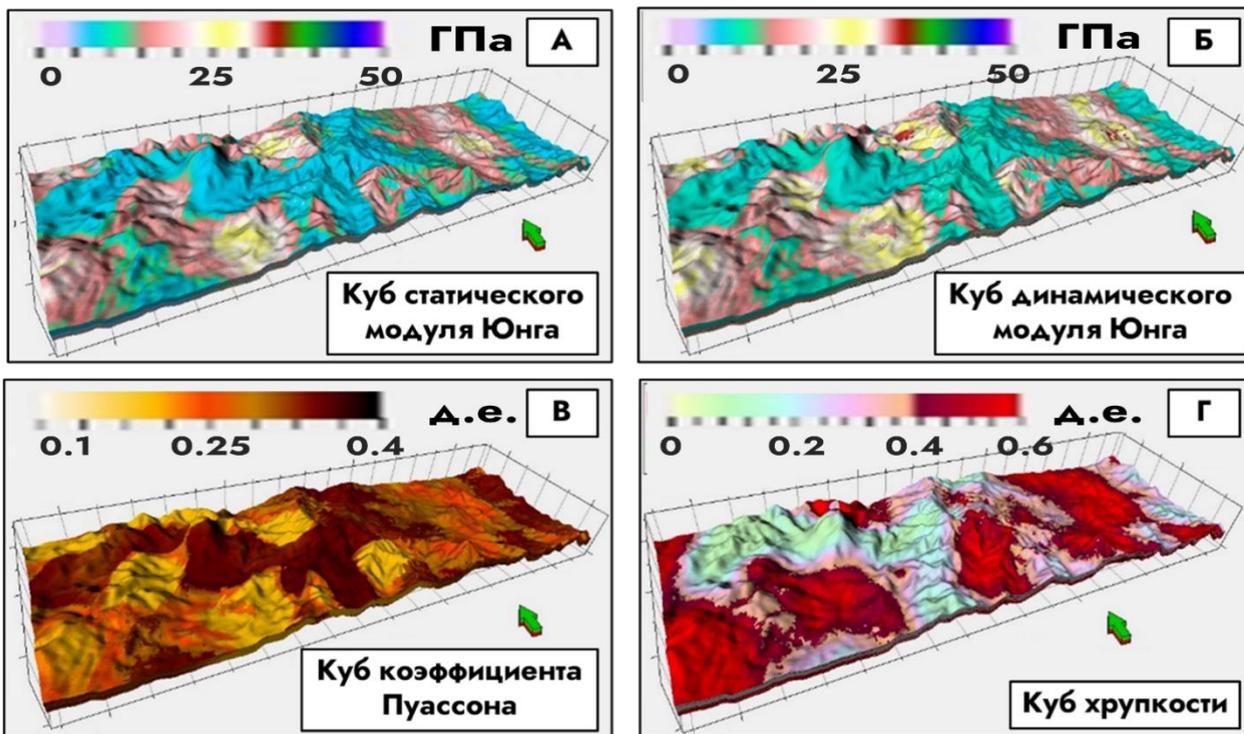
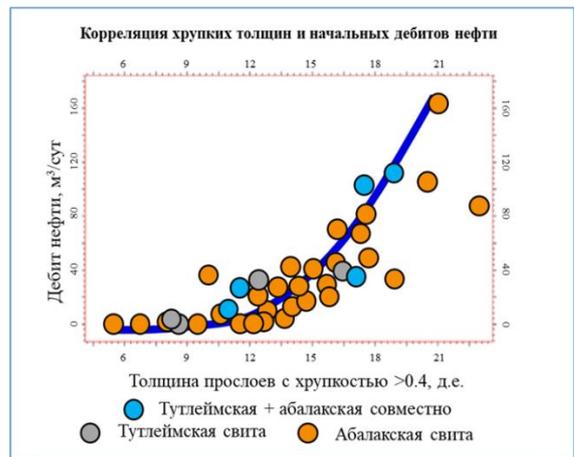
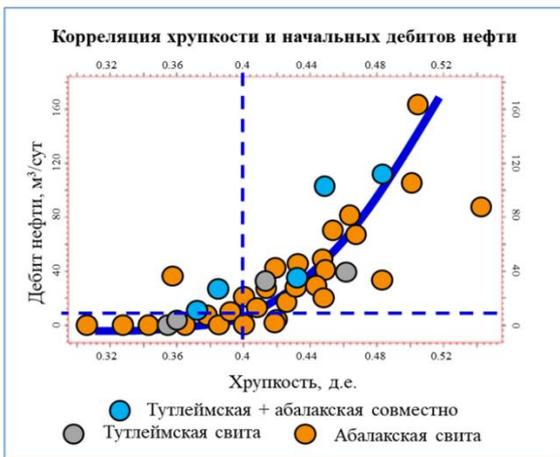
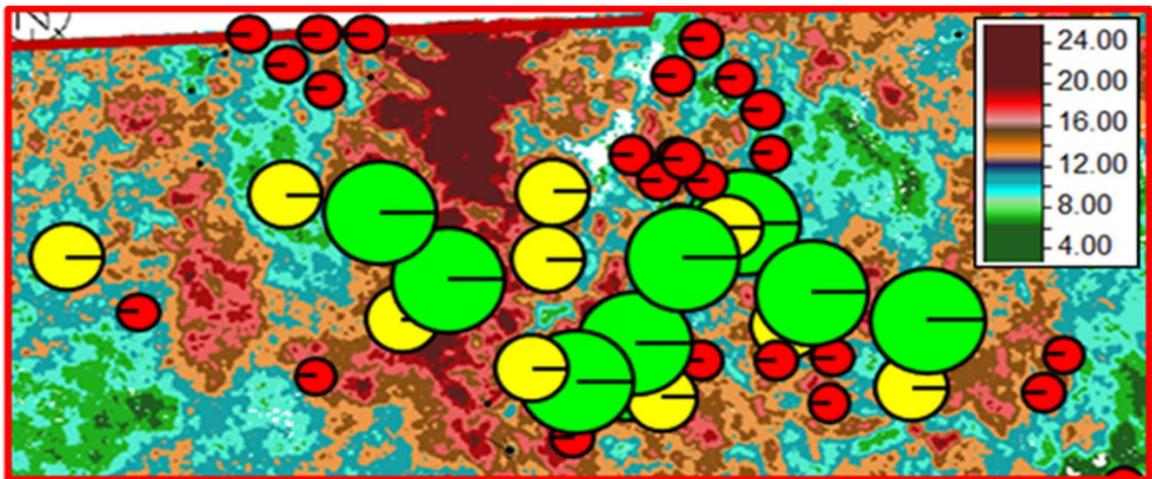


Рисунок 57 – Рассчитанные кубы: А) статический модуль Юнга, Б) динамический модуль Юнга, В) динамический коэффициент Пуассона, Г) хрупкость



**Дебиты нефти:**    ● 2-20 м³/сут    ● >20 м³/сут    ● Сухо или <2 м³/сут

Рисунок 58 – (А) Карта толщин хрупких прослоев тутлеймско-абалакского комплекса с нанесенными скважинами с наличием испытаний. Цвет на карте отражает суммарную толщину хрупких прослоев с хрупкостью более 0.4; (Б) Корреляция хрупкости и начальных дебитов нефти. Выделение отсечки по хрупкости; (В) Корреляция толщин хрупких прослоев и начальных дебитов нефти

**Из приведенного выше вытекает защищаемое положение №3:** для ТАК установлена связь между суммарной толщиной хрупких интервалов и начальными дебитами скважин, позволяющая выделять перспективные зоны для бурения ГСМГРП.

## 6. ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ НАПРЯЖЕНИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ СТАБИЛЬНОСТИ СТВОЛОВ И УТОЧНЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ АЗИМУТОВ СКВАЖИН

После того как оконтурены перспективные зоны для заложения ГСМГРП необходимо оптимизировать траекторию горизонтального ствола так, чтобы скважина была пробурена без осложнений, а охват трещинами ГРП был максимальным. На данный вопрос полностью отвечает геолого-геомеханическая модель.

Таким образом, первая проблема, поставленная перед геолого-геомеханической моделью, заключается в решении вопросов нестабильности глинистых пород фроловской свиты, перекрывающих тутлеймскую свиту. Бурение фроловских глин зачастую сопровождается нестабильностью ствола затяжками, посадками и прихватами. Вторая проблема связана с определением оптимальной траектории ГСМГРП в интервале ТАК.

В процессе работы над данной задачей, а также над задачами прогнозирования стабильности стенок скважин при прямом участии автора было создано и запатентовано отечественное программное обеспечение для геомеханического моделирования, зарегистрированное в Едином реестре программ. Автор включен в 5 патентов на данное программное обеспечение.

На Рисунок 59 приведена принципиальная последовательность построения геолого-геомеханической модели для решения описанных выше проблем.



**7** Расчет горного давления на основании плотностного каротажа

**1** Оценка полноты записи ГИС

- Проверка наличия акустики и плотностного каротажа

Корректировка ГИС (каверны и т.п.)

- Нормализация ГИС в опорных интервалах
- Синтетическое восстановление каротажа в интервалах отсутствия записи

Рисунок 59 – Последовательность построения геолого-геомеханической модели [43]

Необходимой основой является специальный комплекс ГИС, который должен включать АКШ, ГГК-П, кавернометрию, ГК, БК и др. При этом исходные кривые ГИС

должны охватывать весь разрез от дневной поверхности до забоя изучаемых отложений, т.к. рассчитываемые напряжения пород на определенной глубине зависят от веса вышележащих толщ. Поскольку запись ГИС представлена не во всех интервалах скважин, было выполнено восстановление кривых акустических свойств и плотности (пункт 1 на Рисунок 59). Проведенная работа по данному пункту и пунктам 2, 3, 4, 5 на Рисунок 59 приведена в главе 2.2. Пункт 6 из Рисунок 59 описан в главе 4.

В данной главе описаны пункты 7, 8, 9, 10.

### **Пункт 7 (Рисунок 59) – Горное давление**

В соответствии с классификацией Андерсена [2], выделяются зоны сброса (Normal fault), сдвига (Strike-slip) или взброса (Reverse fault) в зависимости от динамики земной коры (расширение, скольжение или сжатие блоков земной коры). Классификация Андерсена определяет взаимоотношение главных напряжений в соответствии с тем или иным режимом (Таблица 11). Информация о режиме напряжений необходима для понимания того, насколько сложной может быть создаваемая сеть трещин ГРП.

Как показано в Таблица 11 и на Рисунок 60, вертикальное напряжение преобладает в районах с нормальным (сбросовым) режимом ( $S_1 = S_v$ ). И наоборот, когда оба горизонтальных напряжения превышают вертикальное напряжение ( $S_3 = S_v$ ), происходит сжатие земной коры, выраженное взбросами и надвигами. В этом случае максимальное горизонтальное главное напряжение ( $S_{Hmax}$ ) существенно больше, чем вертикальное напряжение. Сдвиговый режим представляет собой промежуточное напряженное состояние, где максимальное горизонтальное напряжение больше вертикального напряжения, а минимальное горизонтальное напряжение меньше ( $S_{Hmax} > S_v > S_{Hmin}$ ). Согласно работам [85, 72] в регионе изучаемого Красноленинского свода преобладает режим сброса (NF). Это также подтверждается и по результатам ГРП, где наблюдается значительное превышение градиента горного давления над давлением закрытия трещин (Таблица 11). Комбинация главных напряжений для режима сброса имеет вид:

$$S_v > S_{Hmax} > S_{Hmin} \quad (6.3)$$

Таблица 11 – Классификация режимов напряженного состояния по Андерсену [43]

Режим	Напряжение		
	$S_1$	$S_2$	$S_3$
Нормальный (сбросовый), NF	$S_v$	$S_{Hmax}$	$S_{Hmin}$
Сдвиговый, SS	$S_{Hmax}$	$S_v$	$S_{Hmin}$
Взбросовый, RF	$S_{Hmax}$	$S_{Hmin}$	$S_v$

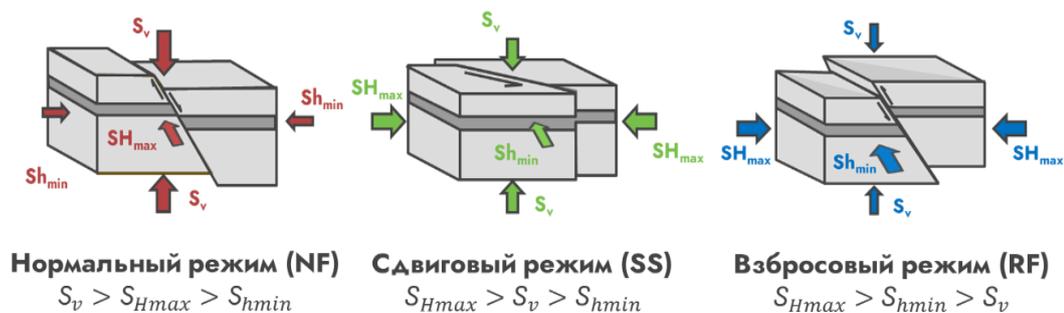


Рисунок 60 – Классификация Андерсона [43]

Литостатическое (горное, вертикальное) давление среды  $S_v$  в рассматриваемом случае является максимальным главным напряжением  $S_1$  и определяется весом вышележащих пород. Оно рассчитано на основе плотностного каротажа в интервалах его наличия и синтетической кривой плотности в интервалах отсутствия значений.

$$S_v = g \int_0^z \rho(z) dz \text{ (МПа)} \quad (6.4)$$

$\rho$  – объёмная плотность,  $\text{г/см}^3$ ;  $z$  – глубина по вертикали TVD, м.

Синтетическая кривая плотности в интервалах отсутствия данных определялась по формуле Трауготта [39]:

$$\rho_{extra} = \rho_{mudline} + A \cdot (|TVDS|)^B \text{ (г/см}^3\text{)} \quad (6.5)$$

$\rho_{extra}$  – синтетическая объёмная плотность,  $\text{г/см}^3$ ;  $\rho_{mudline}$  – объёмная плотность пород на поверхности,  $\text{г/см}^3$ ;  $A$ ,  $B$  – эмпирические коэффициенты.

Методом подбора коэффициенты приняты равными  $A = 0.0085$  и  $B = 0.59$ . Для зоны приповерхностных пород  $\rho_{mudline}$  составляет  $1.80 \text{ г/см}^3$ .

### Пункт 8 (Рисунок 59) – Поровое давление

Прогноз порового давления в данной работе осуществлялся по методике оценки нормального уплотнения глин. Поскольку запись параметра  $DTP$  имеется (после синтезирования) по всему разрезу скважины, наиболее часто используется метод Eaton [43] по оценке градиента порового давления (по АК):

$$P_p = S_v - (S_v - NPP) \left( \frac{DT_{NCTL}}{DT} \right)^X \quad (6.6)$$

$S_v$  – горное давление, МПа;  $NPP$  – гидростатическое давление, МПа;  $DT$  – интервальное время пробега Р-волн, мкс/м;  $DT_{NCTL}$  – тренд нормального уплотнения, мкс/м.

Тренд нормального уплотнения глин, вычисленный через акустический каротаж, описывается уравнением (Рисунок 61):

$$DT_{NCTL} = DT_m + (DT_{ml} - DT_m) * \exp(-c * TVD) \quad (6.7)$$

$DT_m$  – DTP глинистой матрицы с нулевой пористостью, мкс/м;  $DT_{ml}$  – DTP на уровне моря, мкс/м;  $c$  – константа, д. е.

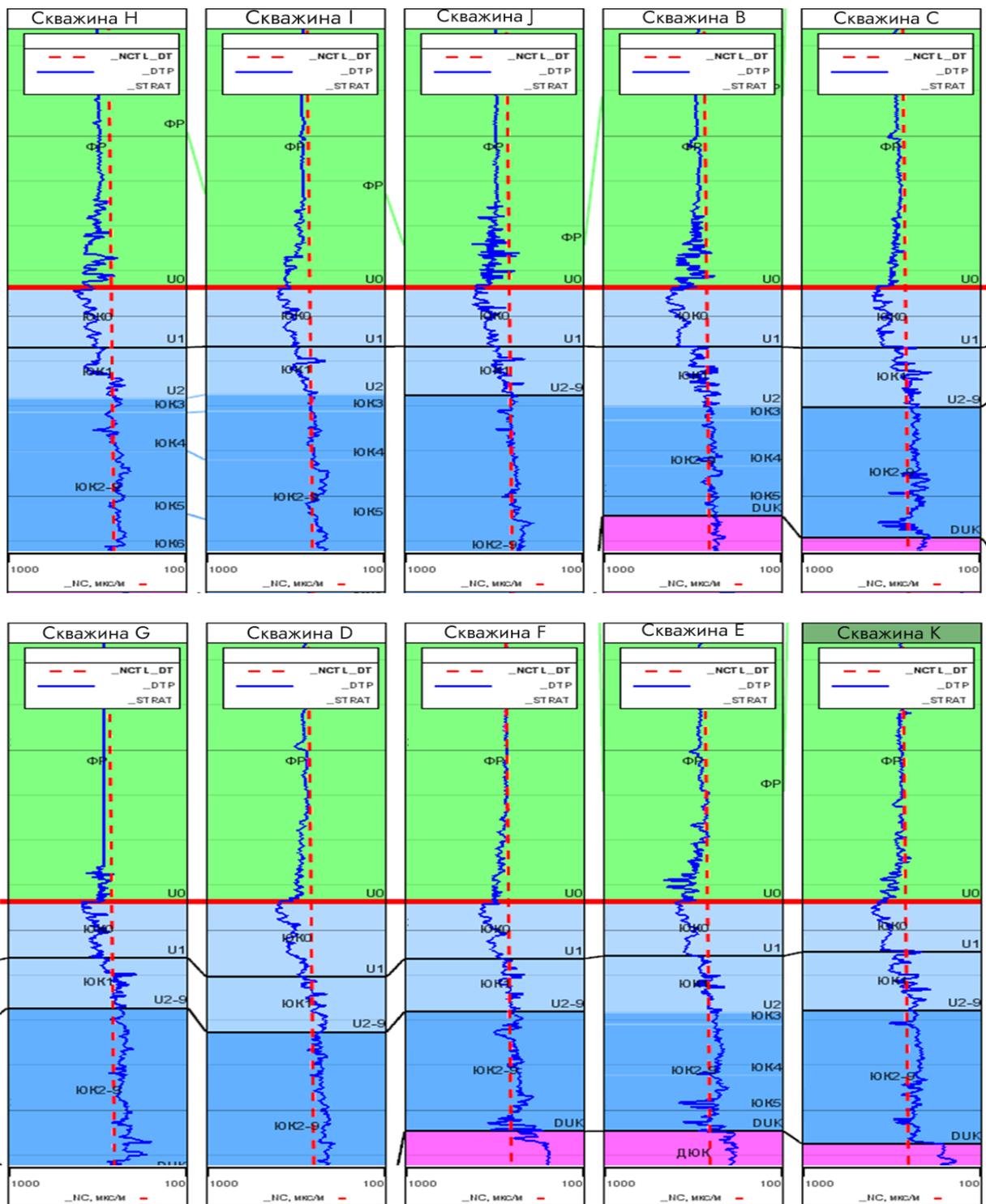


Рисунок 61 – Тренд нормального уплотнения по скв. Н – I – J – В – С – G – D – F – E – K

Интервал тутлеймской свиты является нефтематеринской толщей. В породах тутлеймской свиты в результате генерации УВ происходит переход керогена в жидкую или газообразную форму с увеличением объема и, как следствие, эффективного напряжения среды (АВПД 2-го типа, Рисунок 62).

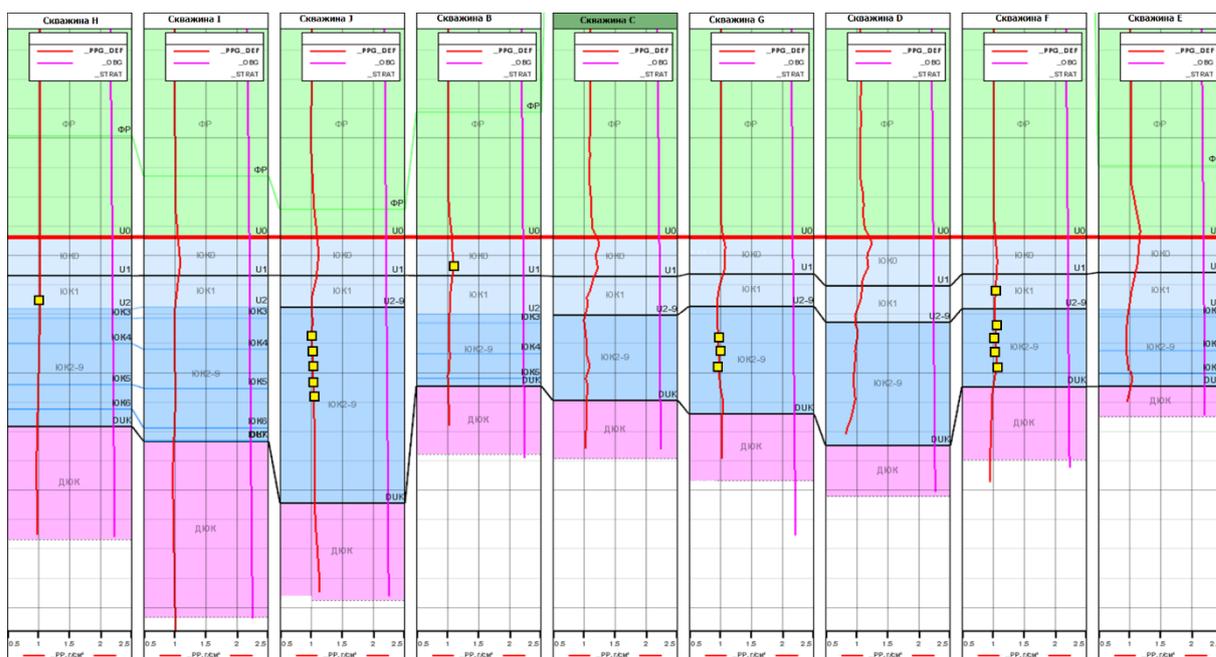


Рисунок 62 – Градиент горного  $S_v$  и порового  $P_p$  давления по скв. Н – I – J – В – С – G – D – F – E

**Пункт 9 (Рисунок 59) – Расчет напряженного состояния. Минимальное и максимальное горизонтальное напряжение**

Анизотропия – это изменение свойств и напряжений в зависимости от направления. Индекс анизотропии пород, или Shale Stress Index ( $SSI$ ) определяется через соотношение вертикальной и горизонтальной компоненты модуля Юнга и коэффициента Пуассона (Рисунок 63):

$$SSI = \frac{E_h}{E_v} \cdot \frac{\nu_v}{1-\nu_h} \text{ в анизотропных толщах} \quad (6.8)$$

$$SSI = \frac{\nu_v}{1-\nu_h} \text{ в изотропных толщах} \quad (6.9)$$

$E_h$  – статический модуль Юнга (в горизонтальном направлении), ГПа;  $E_v$  – статический модуль Юнга (в вертикальном направлении), ГПа;  $\nu_h$  – статический коэффициент Пуассона (в горизонтальном направлении), д. е.;  $\nu_v$  – статический коэффициент Пуассона (в вертикальном направлении), д. е. Индекс анизотропии  $SSI$  изменяется от 0.2-0.3 в интервалах карбонатных и кремнистых пород до 0.4-0.5 в интервалах глинистых пород.

Для описания анизотропии напряжений данной работе используется трансверсально-изотропная (VTI) модель [18]:

$$S_{h \min} = \alpha \cdot P_p + \frac{E_h}{E_v} \cdot \frac{\nu_v}{1-\nu_h} (\sigma_v - \alpha \cdot P_p) + \frac{E_h}{1-\nu_h^2} \cdot \varepsilon_h + \frac{E_h \cdot \nu_h}{1-\nu_h^2} \varepsilon_H \quad (6.10)$$

$\varepsilon_H$ ,  $\varepsilon_h$  – деформации в направлении максимального и минимального горизонтальных напряжений, соответственно, д. е.;  $S_v$  – горное давление, МПа;  $P_p$  – поровое давление, МПа;  $\alpha$  – коэффициент пороупругости Био, д. е.

Исходя из графика 11 (Рисунок 63) наблюдается обратная корреляция между  $S_{hmin}$  и индексом хрупкости. В данной корреляции видно, что  $SSI$  снижается с ростом индекса хрупкости. Это подтверждается и на графике 12 (Рисунок 63).

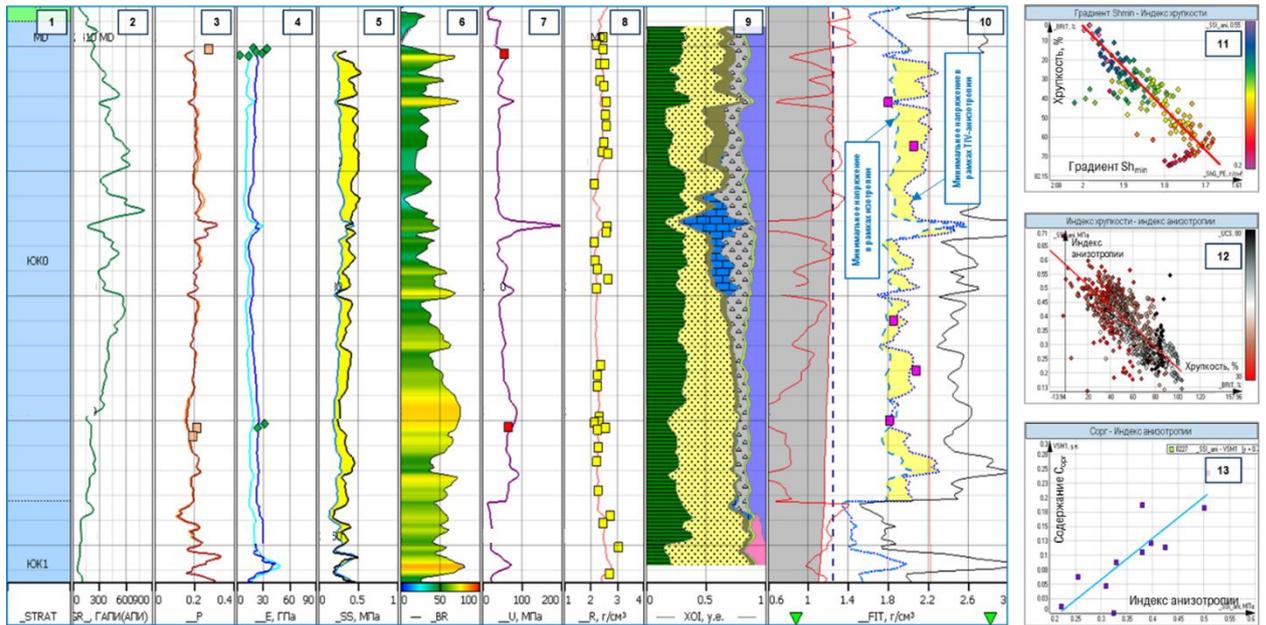


Рисунок 63 – Вертикальная (VTI) анизотропия (гамма каротажа, коэффициент Пуассона, модуль Юнга, индекс анизотропии), индекс хрупкости, прочность, плотность, минеральная модель, поле градиентов давлений) ТАК для одной из скважин. Треки: 1 – стратиграфия; 2 – гамма каротажа; 3 – статический и динамический коэффициент Пуассона (кривые + керн); 4 – статический и динамический модуль Юнга (кривые + керн); 5 – индекс анизотропии  $SSI$ ; 6 – индекс хрупкости; 7 – прочности при сжатии UCS; 8 – плотность (кривая + керн); 9 – минерально-компонентная модель Schlumberger; 10 – совмещенные градиенты давлений: желтая заливка – разница между изотропным и анизотропным  $S_{hmin}$ ; 11 – график зависимости «градиент  $S_{hmin}$  – индекс хрупкости», цвет – индекс анизотропии; 12 – график зависимости «индекс анизотропии – индекс хрупкости», цвет – прочности при сжатии; 13 – график зависимости «содержание  $C_{org}$  – индекс анизотропии»

Расчетные профили  $S_{hmin}$  были откалиброваны на фактических данных, представленных в главе 2.2. Как видно из Рисунок 63, расчет  $S_{hmin}$  с учетом вертикальной VTI-анизотропии позволяет получить более достоверное распределение напряжения, чем без ее учета, что подтверждается фактическими замерами методом Stress-test. Высокие значения минимального горизонтального напряжения  $S_{hmin}$  в VTI модели увеличиваются в анизотропных интервалах с высокими значениями  $SSI$ , что указывает на более высокое давление ГРП. Т.е. разница  $S_{hmin}$  с VTI-анизотропией и изотропией наблюдается в анизотропных породах, где замеренный  $S_{hmin}$  значительно выше, чем прогнозируемый по стандартной изотропной модели. В изотропных породах профили  $S_{hmin}$  с VTI-анизотропией и изотропией почти совпадают. Понимание распределения напряжений необходимо для оценки качества барьера трещины, т.е. насколько хорошо порода-барьер будет сдерживать распространяющиеся вверх трещины ГРП.

## Пункт 10 (Рисунок 59) – Анализ стабильности стволов скважин

Целью данной главы является обоснование стабильности ствола скважины в интервале ТАК и примыкающих пород. Основной проблемный нестабильный интервал расположен в ослабленных глинистых породах основания фроловской свиты, непосредственно над кровлей тутлеймской свиты.

В процессе бурения породы нарушается исходное равновесие напряженного состояния в прискважинной зоне, т.е. напряжения, действовавшие на вынесенный объем пород, начинают перераспределяться на окружающие породы. При этом возникают касательные (кольцевые), радиальные и осевые напряжения. Эти напряжения зависят от плотности бурового раствора, наклона ствола (угла), элементов залегания пласта, а также величины и ориентации напряжений в дальней зоне. Таким образом, для прогноза стабильности скважин в настоящей работе проанализированы компоненты тензора напряжений и их распределение вблизи ствола скважины. Затем применены критерии разрушения (обвалообразования и ГРП) и определены диапазоны безопасной плотности бурового раствора, которой необходимо придерживаться, чтобы избежать сдвиговых и растягивающих разрушений.

Алгоритм расчета напряжений сдвиговых обрушений (вывалов) и гидроразрыва заключается в оценке распределения напряжений на стенке скважины. Входные данные для расчета можно условно разделить на несколько блоков: пластовые напряжения, траектория скважины, модель упругих и прочностных свойств (Таблица 12).

Таблица 12 – Входные параметры для расчета давления сдвиговых обрушений и разрыва пластов

Группа параметров	Параметры
Размеры ствола скважины	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Диаметр ствола скважины (<math>D_{wb}</math>), радиус расчета (<math>r_{wf}</math>)</li> </ul>
Упругая и прочностная модель	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Прочность на одноосное сжатие (UCS), МПа</li> <li>▪ Прочность на растяжение (TSTR), МПа</li> <li>▪ Коэффициент Пуассона (<math>\nu_{st}</math>), д.е.</li> <li>▪ Угол внутреннего трения (FANG), °</li> <li>▪ Статический модуль Юнга (<math>E_{st}</math>), ГПа</li> <li>▪ Температура пласта (<math>T_f</math>), °C</li> <li>▪ Температура жидкости в скважине (<math>T_m</math>), °C</li> </ul>
Траектория скважины	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Азимут скважины (<math>Az_{well}</math>), °</li> <li>▪ Зенитный угол наклона (<math>D_{well}</math>) (отклонение от вертикали), °</li> <li>▪ Глубина точки расчета по вертикали (TVD), м</li> </ul>
Пластовые напряжения <i>in situ</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Полный вертикальный стресс (<math>S_v</math>), МПа</li> <li>▪ Максимальное <math>S_{Hmax}</math> и минимальное (<math>S_{Hmin}</math>) горизонтальные напряжения, МПа</li> <li>▪ Поровое давление (<math>P_p</math>), давление в скважине (MW), МПа</li> <li>▪ Направления главных стрессов: азимут <math>SH_{max}</math> (<math>AzSH_{max}</math>), угол между вектором <math>SH_{max}</math> и горизонтальной плоскостью (Plunge X), угол поворота тензора напряжений вокруг вектора <math>SH_{max}</math> (alpha Y<sup>1</sup>)</li> </ul>

<sup>1</sup> Величины Plunge X и alpha Y являются корректировочными (в практике они используются для корректировки вблизи соляных тел и активных разломов, а также вблизи поверхностей, влияющих на положение тензора напряжений в пространстве). В настоящей работе они приняты равными Plunge X=0, alpha Y=0.

Сначала формировался начальный тензор напряжений в следующем виде:

$$S_o = \begin{pmatrix} S_{H \max} & 0 & 0 \\ 0 & S_{h \min} & 0 \\ 0 & 0 & S_v \end{pmatrix} (\text{МПа}) \quad (6.11)$$

После формирования начального тензора напряжений он был приведен к географической системе координат и была выполнена привязка напряжений к северному магнитному полюсу.

Для привязки необходимо выполнены следующие действия:

- Поворот тензора напряжений относительно оси  $Z$  в географической системе координат на угол  $\theta = AzSH_{\max}$ ;
- Поворот тензора напряжений относительно оси  $Y$  в повернутой системе координат на угол  $\beta = -Plunge X$ ;
- Поворот тензора напряжений относительно оси  $X$  в повернутой системе координат на угол  $\gamma = \alpha Y$ .

Произведение матриц поворота тензора напряжений выглядит следующим образом:

$$R_s = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos \gamma & \sin \gamma \\ 0 & -\sin \gamma & \cos \gamma \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos \beta & 0 & -\sin \beta \\ 0 & 1 & 0 \\ \sin \beta & 0 & \cos \beta \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos \theta & \sin \theta & 0 \\ -\sin \theta & \cos \theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (6.12)$$

При произведении матриц получена финальная матрица поворота<sup>2</sup>:

$$R_s = \begin{pmatrix} \cos \theta \cdot \cos \beta & \sin \theta \cdot \cos \beta & -\sin \beta \\ \cos \theta \cdot \sin \beta \cdot \sin \gamma - \sin \theta \cdot \cos \gamma & \sin \theta \cdot \sin \beta \cdot \sin \gamma + \cos \theta \cdot \cos \gamma & \cos \beta \cdot \sin \gamma \\ \cos \theta \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma + \sin \theta \cdot \sin \gamma & \sin \theta \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma - \cos \theta \cdot \sin \gamma & \cos \beta \cdot \cos \gamma \end{pmatrix} \quad (6.13)$$

Далее с помощью матрицы поворота тензор напряжений пересчитан относительно географической системы координат по следующей формуле:

$$S_g = R_s^T \cdot S_o \cdot R_s \quad (6.14)$$

Буква <sup>T</sup> над матрицей  $R_s$  означает операцию транспонирования.

Следующим действием необходимо тензор напряжений был приведен в систему координат, связанную с траекторией скважины. Для этого выполнено вращение тензора напряжений  $S_g$  относительно оси  $Z$  географической системы координат на угол азимута скважины  $\alpha$  и относительно оси  $Y$  повернутой системы на угол наклона скважины  $i$ . Произведение матриц поворота имеет вид:

$$R_b = \begin{pmatrix} \cos i & 0 & -\sin i \\ 0 & 1 & 0 \\ \sin i & 0 & \cos i \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos \alpha & \sin \alpha & 0 \\ -\sin \alpha & \cos \alpha & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (6.15)$$

Финальная матрица поворота:

<sup>2</sup> Ввиду некоммутативности действий с матрицами поворота, для корректного расчета соблюдается строгая последовательность перемножения матриц поворота.

$$R_s = \begin{pmatrix} \cos \alpha \cdot \cos i & \sin \alpha \cdot \cos i & -\sin i \\ -\sin \alpha & \cos \alpha & 0 \\ \cos \alpha \cdot \sin i & \sin \alpha \cdot \sin i & \cos i \end{pmatrix} \quad (6.16)$$

Далее с помощью приведенной матрицы поворота тензор напряжений пересчитан относительно скважинной (местной) системы координат по следующей формуле:

$$S_b = R_b \cdot R_s^T \cdot S_o \cdot R_s \cdot R_b^T \quad (6.17)$$

После расчета напряжений в местной системе координат получена следующая матрица:

$$S_b = \begin{pmatrix} S_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{zx} \\ \tau_{xy} & S_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{yz} & S_{zz} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} S_{11} & \tau_{12} & \tau_{13} \\ \tau_{21} & S_{22} & \tau_{32} \\ \tau_{31} & \tau_{32} & S_{33} \end{pmatrix} \quad (6.18)$$

Для оценки распределения напряжений вблизи стенки наклонной скважины (Рисунок 64) применена методика Кирша [30]. В общем виде система уравнений Кирша имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} S_{rr} &= 0.5 \cdot (S_{11} - S_{22}) \cdot \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) + 0.5 \cdot (S_{11} - S_{22}) \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot R^2}{r^2} + \frac{3 \cdot R^4}{r^4}\right) \cdot \cos 2\theta + S_{12} \\ &\quad \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot R^2}{r^2} + \frac{3 \cdot R^4}{r^4}\right) \cdot \sin 2\theta + \frac{P_b \cdot R^2}{r^2} \text{ (МПа)} \\ S_{\theta\theta} &= 0.5 \cdot (S_{11} - S_{22}) \cdot \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) - 0.5 \cdot (S_{11} - S_{22}) \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot R^4}{r^4}\right) \cdot \cos 2\theta - S_{12} \\ &\quad \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot R^4}{r^4}\right) \cdot \sin 2\theta - \frac{P_b \cdot R^2}{r^2} - S^{\Delta T} \text{ (МПа)} \\ S_{zz} &= S_{33} - \nu \cdot \left(2 \cdot (S_{11} - S_{22}) \cdot \frac{R^2}{r^2} \cdot \cos 2\theta + 4 \cdot S_{12} \cdot \frac{R^2}{r^2} \cdot \sin 2\theta\right) \text{ (МПа)} \\ \tau_{r\theta} &= 0.5 \cdot (S_{22} - S_{33}) \cdot \left(1 - \frac{3 \cdot R^4}{4} + \frac{2 \cdot R^2}{r^2}\right) \sin 2\theta + S_{12} \cdot \left(1 - \frac{3 \cdot R^4}{4} + \frac{2 \cdot R^2}{r^2}\right) \\ &\quad \cdot \cos 2\theta \text{ (МПа)} \\ \tau_{\theta z} &= (-S_{13} \cdot \sin \theta + \tau_{23} \cdot \cos \theta) \cdot \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) \text{ (МПа)} \\ \tau_{rz} &= (-S_{13} \cdot \cos \theta + \tau_{23} \cdot \sin \theta) \cdot \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) \text{ (МПа)} \\ S^{\Delta T} &= \frac{\alpha_T \cdot E_{st} \cdot \Delta T}{1 - \nu_{st}} \text{ (МПа)} \end{aligned} \quad (6.19)$$

$S_{rr}$  – радиальное главное напряжение, МПа;  $S_{\theta\theta}$  – окружное главное напряжение, МПа;  $S_{zz}$  – осевое напряжение, МПа;  $\tau_{r\theta}$  – радиальное окружное касательное напряжение, МПа;  $R$  – радиус скважины, м;  $r$  – радиус-вектор от центра скважины, м;  $P_0$  – поровое давление, МПа;  $P_b$  – давление в скважине, МПа;  $\theta$  – полярный угол (околоугол, отсчитываемый от низа скважины), °;  $S^{\Delta T}$  – термические напряжения, МПа;  $\alpha_T$  – коэффициент температурного расширения породы, °C<sup>-1</sup>

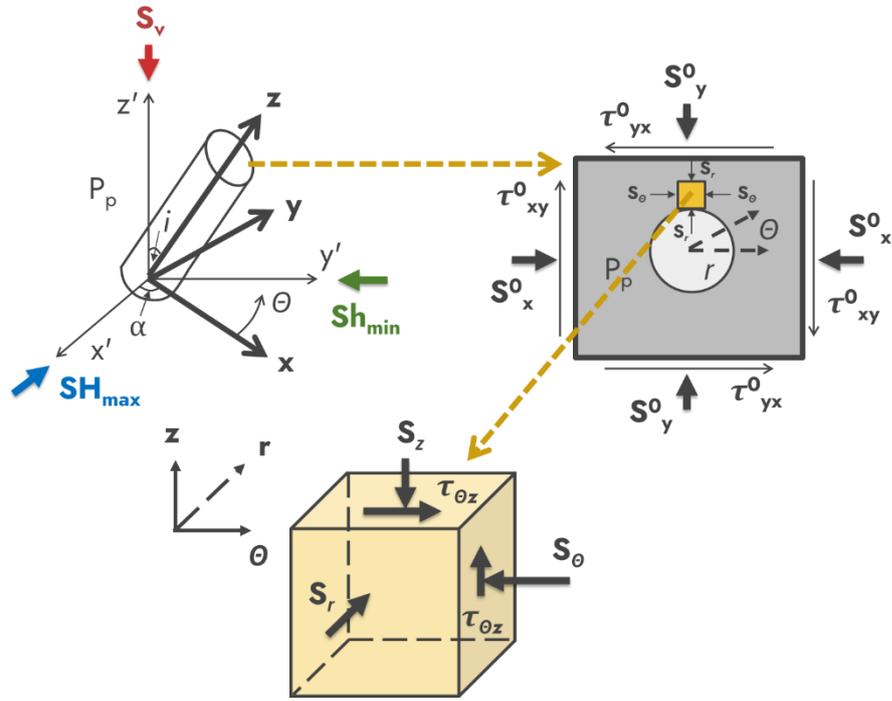


Рисунок 64 – Распределение напряжений вблизи стенки наклонной скважины

**Критерий разрушения сжатия Мора-Кулона:**

$$0.5 \cdot \left( S_{\theta\theta} + S_{zz} + \sqrt{(S_{\theta\theta} - S_{zz})^2 + 4 \cdot \tau_{\theta z}^2} \right) - P_p = UCS + \frac{1 + \sin FANG}{1 - \sin FANG} \cdot (MW - P_p) \quad (6.20)$$

UCS – предел прочности при одноосном сжатии, МПа.

Решение данного уравнения относительно плотности бурового раствора в скважине  $SFG_{MC}$  выглядит:

$$SFG_{MC} = \frac{b + \sqrt{b^2 - (k^2 - 1) \cdot c}}{k^2 - 1} \text{ (МПа)} \quad (6.21)$$

где:

$$k = \frac{3 + \sin FANG}{1 - \sin FANG} \text{ (д. е.)}$$

$$b = (k - 1) \cdot S_{\theta n} + (k + 1) \cdot S_{zz} - d \cdot k \text{ (МПа)}$$

$$c = (2 \cdot S_{zz} - d) \cdot (2 \cdot S_{\theta n} - d) - 4 \cdot \tau_{\theta z}^2 \text{ (МПа)} \quad (6.22)$$

$$d = 2 \cdot \left( UCS - P_p \cdot \frac{2 \cdot \sin FANG}{1 - \sin FANG} \right) \text{ (МПа)}$$

$$S_{\theta n} = S_{xx} + S_{yy} - 2 \cdot (S_{xx} + S_{yy}) \cdot \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \cdot \sin 2\theta \text{ (МПа)}$$

По результатам расчета  $SFG_{MC}$  присваивается максимальный экстремум функции.

**Критерий разрушения на растяжение:**

$$b = S_{zz} - S_{\theta n} \text{ (МПа)} \quad (6.23)$$

$$a = S_{\theta n} + S_{zz} + 2 \cdot TSTR - 2 \cdot P_p \text{ (МПа)}$$

$$FG = \frac{a^2 - b^2 - 4 \cdot \tau_{\theta z}}{2 \cdot b + a} \text{ (МПа)}$$

TSTR – предел прочности при растяжении, МПа.

По результатам расчета  $FG$  присваивается минимальный экстремум функции.

На основе вышеизложенных уравнений выполнен расчет стереографических проекций и срезов, относительных которых можно проанализировать поведение ствола скважины в зависимости угла и азимута (Рисунок 65, Рисунок 66). При нормальном режиме напряжений, принятом для изучаемого участка, обвалообразование более вероятно в стволах с большим отклонением от вертикали, в направлении  $S_{Hmax}$ , чем в вертикальных скважинах. Наоборот, стволы скважин с большим отклонением от вертикали, в направлении  $S_{Hmin}$  более стабильны, чем вертикальные скважины, что легко объяснить для случая горизонтальных скважин. Траектория стволов, пробуренных параллельно  $S_{Hmax}$ , устроена так, что наибольшее главное напряжение, в данном случае, горное давление  $S_v$ , давит вниз на скважину и минимальное главное напряжение,  $S_{Hmin}$ , действует в горизонтальном направлении, нормально к траектории скважины, что создает максимальную концентрацию напряжений на стенке скважины. Для горизонтальных стволов, пробуренных параллельно  $S_{Hmin}$ ,  $S_v$  также давит вниз на скважину, но  $S_{Hmax}$  действует в горизонтальной плоскости нормально к траектории скважины, обуславливая меньшую концентрацию напряжений [43].

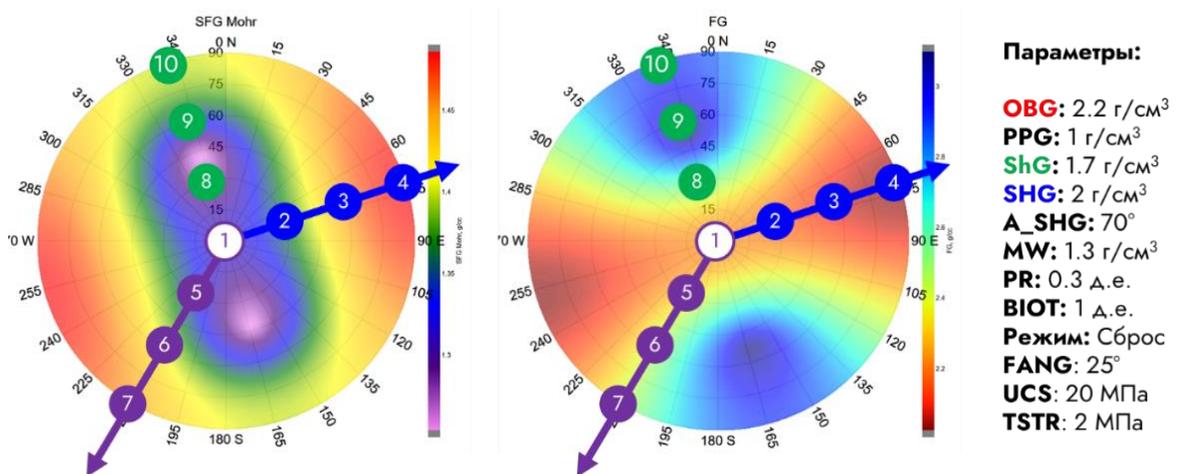


Рисунок 65 – Сверху – стереограмма градиента обрушения для нормального режима, снизу - стереограмма градиента гидроразрыва для нормального режима. Точки: 1 – вертикальная скважина, 2-4 – горизонтальная скважина, заложенная параллельно азимуту  $S_{Hmax}$ , 5-7 – горизонтальная скважина, заложенная перпендикулярно азимуту  $S_{Hmax}$ , 8-10 – произвольно ориентированная горизонтальная скважина. Красная стрелка – азимут  $S_{Hmax}$

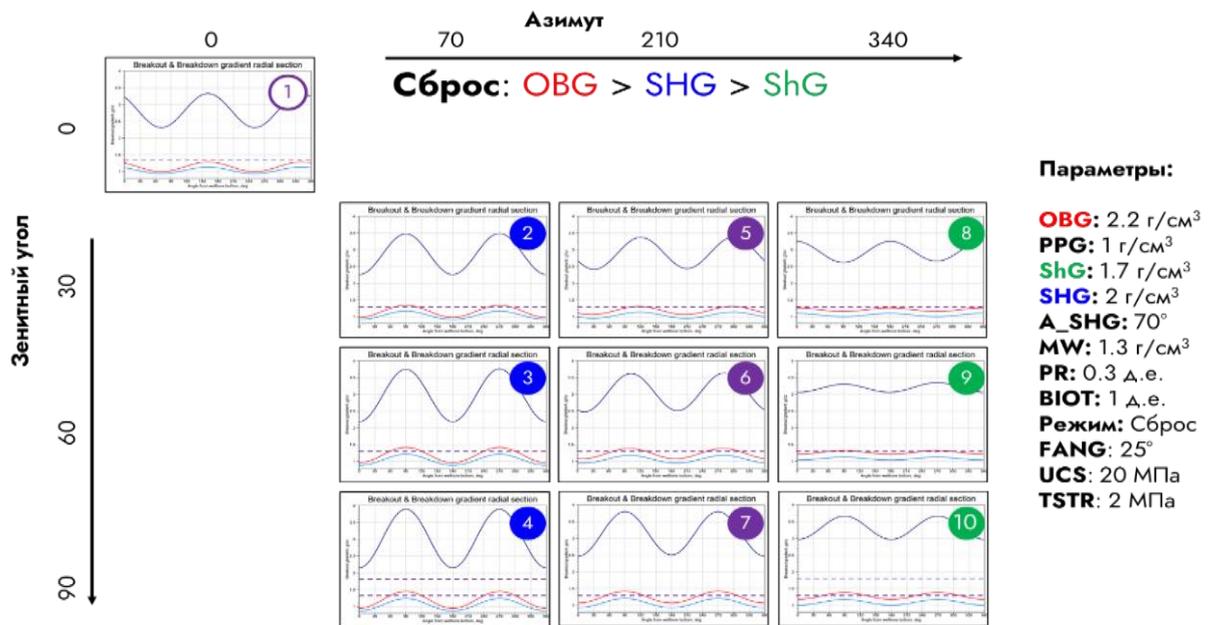
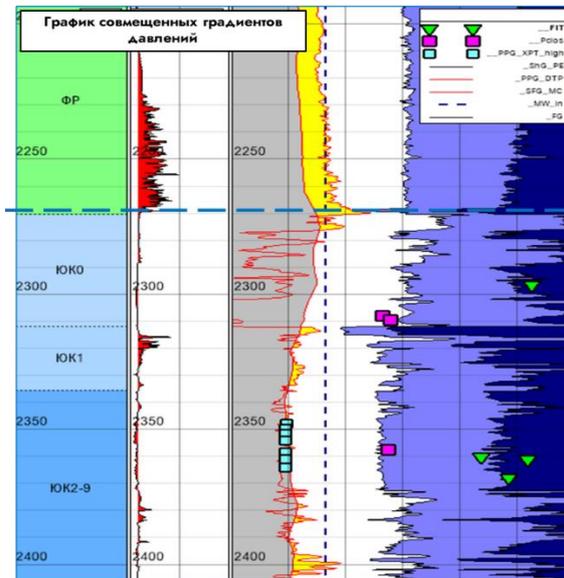


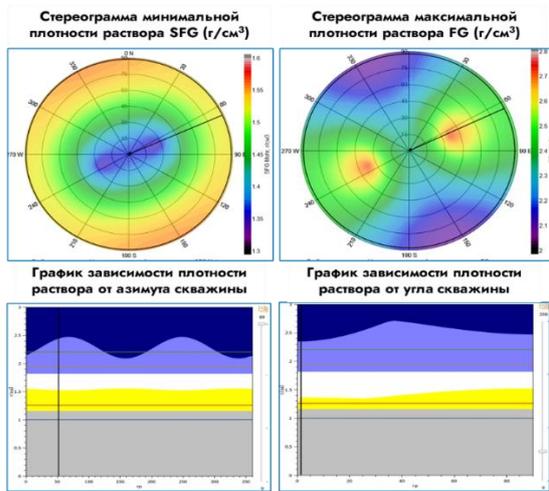
Рисунок 66 – Случаи 1, 2 для нормального режима: чувствительность градиента обрушения и градиента гидроразрыва пластов относительно азимута скважины

Далее был выполнен расчет устойчивости ствола скважин, который представляет собой графики совмещенных градиентов давлений: градиентов горного и порового давления, градиентов обрушения, поглощения раствора и гидроразрыва пласта (Рисунок 68). На графике совмещенных давлений серая заливка соответствует поровому давлению. Их значения соответствуют переходу в зону проявлений. Недокомпенсация плотностью бурового раствора, особенно в проницаемых интервалах, может привести к проявлениям, вплоть до выбросов. Желтая заливка соответствует зоне обрушения. Вес раствора должен превышать и градиент обрушения, в противном случае произойдет сдвиговое разрушение породы, что приведет к обрушениям стенок ствола скважины. Белая заливка соответствует линии начала поглощения раствора. При избыточном давлении в скважине, превышающем минимальное горизонтальное напряжение, существует вероятность открытия существующих природных трещин или реактивации разломов. В такие вновь открывшиеся трещины или реактивированные разломы может поступать буровой раствор. Светло-синяя заливка соответствует области гидроразрыва пласта и масштабным поглощениям раствора. При избыточном давлении в скважине, превышающем градиент гидроразрыва, существует вероятность формирования обширных техногенных трещин. Темно-синяя заливка соответствует пределам градиента безопасного веса бурового раствора. При избыточном давлении в скважине, превышающем данный градиент, в скважине происходит поглощение раствора и пласт и последующий гидроразрыв, а при пониженном давлении в скважине возникает риск обрушений, выбросов и схлопываний скважины (затяжек/посадок). Согласно проведенному анализу чувствительности, рекомендуемая плотность бурового раствора при бурении фроловских глин не менее 1.53-1.55 г/см<sup>3</sup>.



**Заливки:**

- Выброс
- Вывалы
- Безопасное окно
- Поглощения
- Гидроразрыв



**Мнемоники:**

- $P_{clos}$  – градиент давления закрытия трещины,  $г/см^3$
- SFG – градиент давления обрушения,  $г/см^3$
- Shmin – градиент давления поглощений,  $г/см^3$
- PPG\_DEF – градиент порового давления,  $г/см^3$
- MW\_in – удельный вес раствора,  $г/см^3$
- Shmax – градиент максимального напряжения,  $г/см^3$
- OBG – градиент горного (литостатического) давления,  $г/см^3$
- FG – градиент давления гидроразрыва,  $г/см^3$

Рисунок 67 – Калибровка профилей минимального горизонтального напряжения и градиента ГРП по скв. Е

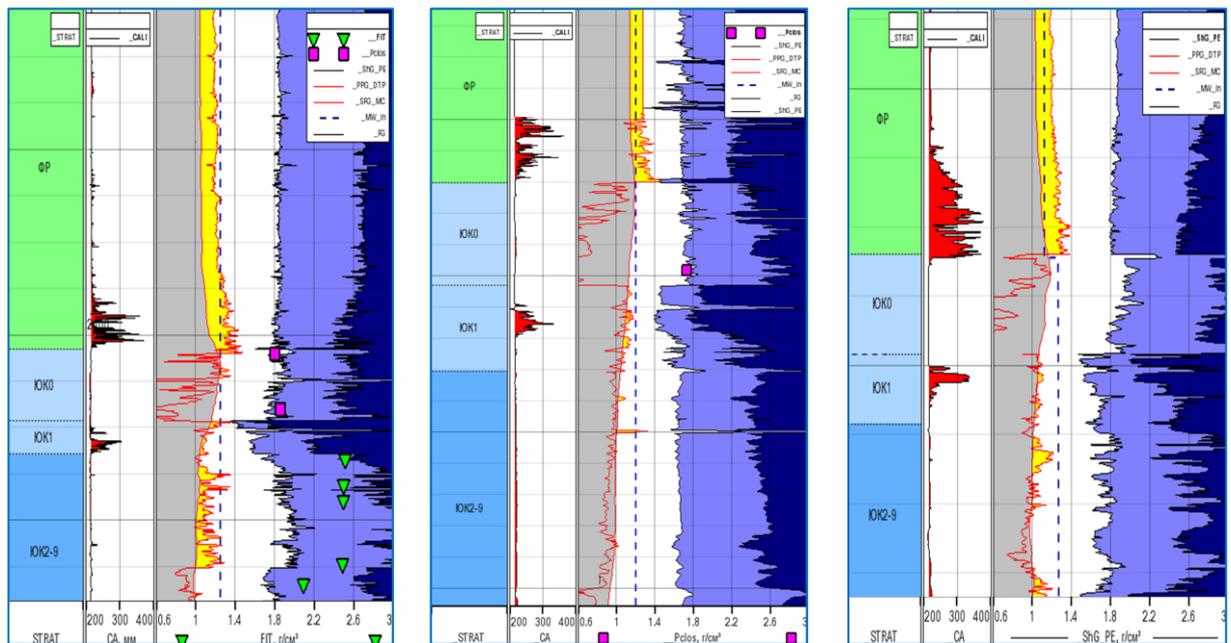


Рисунок 68 – Графики совмещенных давлений по скв. L, J, F

Таблица 13 – Сводная таблица зависимостей и констант для расчета механических свойств и напряжений

Динамический модуль Юнга	
Весь разрез	$E_{dyn} = \rho \cdot V_p^2 \frac{3 \cdot V_p^2 - 4 \cdot V_s^2}{V_p^2 - V_s^2}$ (ГПа)
Статический модуль Юнга	
Весь разрез	$E_{st} = 0.703 \cdot E_{dyn} - 1.080$ (ГПа)
Тулейская свита	$E_{st} = 0.85 \cdot E_{dyn}$ (ГПа)
Абалакская свита	$E_{st} = 0.869 \cdot E_{dyn} - 8.682$ (ГПа)
Тюменская свита	$E_{st} = 0.703 \cdot E_{dyn} - 1.080$ (ГПа)
Динамический коэффициент Пуассона	
Весь разрез	$\nu_{dyn} = \frac{1}{2} \left( \frac{V_p^2}{V_s^2} \right)^2 - 2$ (д.е.)
Статический коэффициент Пуассона	
Весь разрез	$\nu_{st} = \nu_{dyn}$ (д.е.)
Угол внутреннего трения	
Весь разрез	$FANG = 19 + 31.1728 \cdot (1 - \nu_{st})^2$ (°)
Тулейская свита	$FANG = \sin^{-1} \frac{V_p - 1000}{V_s + 1000}$ (°)
Предел прочности при растяжении	
Весь разрез	$TSTR = 15\% \cdot UCS$ (МПа)
Предел прочности при сжатии	
Весь разрез	$UCS = 0.77 \cdot (V_p - 0.001)^{2.93}$ (МПа)
Тулейская свита	$UCS = 3 \cdot (V_p - 0.001)^{2.93}$ (МПа)
Коэффициент Био	
Весь разрез	$\alpha = 1$ (д.е.)
Тектонические деформации	
Весь разрез	$\varepsilon_H = 0.003, \varepsilon_h = 0$ (д.е.)

Вертикальное напряжение	
Весь разрез	$S_v = g \int_0^z \rho(z) dz$ (МПа)
Минимальное и максимальное горизонтальное напряжения	
Весь разрез	$S_{h \min} = \alpha \cdot P_p + \frac{E_h}{E_v} \cdot \frac{\nu_v}{1 - \nu_h} (\sigma_v - \alpha \cdot P_p) + \frac{E_h}{1 - \nu_h^2} \cdot \varepsilon_h + \frac{E_h \cdot \nu_h}{1 - \nu_h^2} \varepsilon_H$ (МПа) $S_{h \max} = 1.07 \cdot S_{h \min}$ (МПа)
Поровое давление	
Аргиллиты	Уравнение Итона $P_p = S_v - (S_v - NPP) \cdot \left( \frac{DT_{st}}{DT} \right)^x$ (МПа)
Режим напряженного состояния	
Весь разрез	Нормальный (сброс)
Давление гидроразрыва	
Весь разрез	$FG = \frac{(\sigma_{\theta\theta} + \sigma_{zz} + 2 \cdot TSTR - 2 \cdot P_p)^2 - (\sigma_{zz} - \sigma_{\theta\theta} - \sigma_{\theta\theta} - \sigma_{\theta\theta})^2 - 4 \cdot \tau_{\theta z}^2}{2 \cdot (\sigma_{zz} - \sigma_{\theta\theta}) + \sigma_{\theta\theta} + \sigma_{zz} + 2 \cdot TSTR - 2 \cdot P_p}$ (МПа)
Давление обрушения	
Весь разрез	Критерий Мора-Кулона: $0.5 \cdot \left( \sigma_{\theta\theta} + \sigma_{zz} + \sqrt{(\sigma_{\theta\theta} - \sigma_{zz})^2 + 4 \cdot \tau_{\theta z}^2} \right) - P_p = UCS + \frac{1 + \sin(FA)}{1 - \sin(FA)} \cdot (MW - P_p)$ (МПа)

### Определение оптимального направления заложения горизонтальных скважин

Как показано в главе 2.2, азимут  $S_{Hmax}$  имеет юго-восточное (ЮВ) – северо-западное (СЗ) простирание от  $\sim 125^\circ$  до  $\sim 160^\circ$ . Данные значения выдержаны в пределах Фроловской НГО и согласуются с азимутами  $S_{Hmax}$  соседних месторождений [85, 90, 92].

Направление бурения наклонно-направленной и горизонтальной скважины зависит от плана разработки месторождения. Необходимо выбирать оптимальное направление траектории таким образом, чтобы сохранить устойчивость ствола скважины и выполнить поставленные задачи при ее эксплуатации. Например, основная стратегия при разработке пластов с рядной системой заводнения состоит в бурении горизонтальных скважин *вдоль* максимального горизонтального напряжения  $S_{Hmax}$  для минимизации рисков прорывов воды (единичные трещины). Для освоения трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) рекомендуется проводить горизонтальные скважины *поперек* максимальному горизонтальному напряжению  $S_{Hmax}$  для максимизации стимулируемого объема пласта и создания дополнительного дренажа (Рисунок 69). При этом наличие мощных глинистых интервалов, приуроченных как к региональным, так и к локальным (пропластки) и угольным пропласткам, а также их вскрытие со значительными зенитными углами является одной из главных причин возникновения осложнений при бурении/СПО – осыпей, обвалов и прихватов КНБК и/или обсадной колонны.

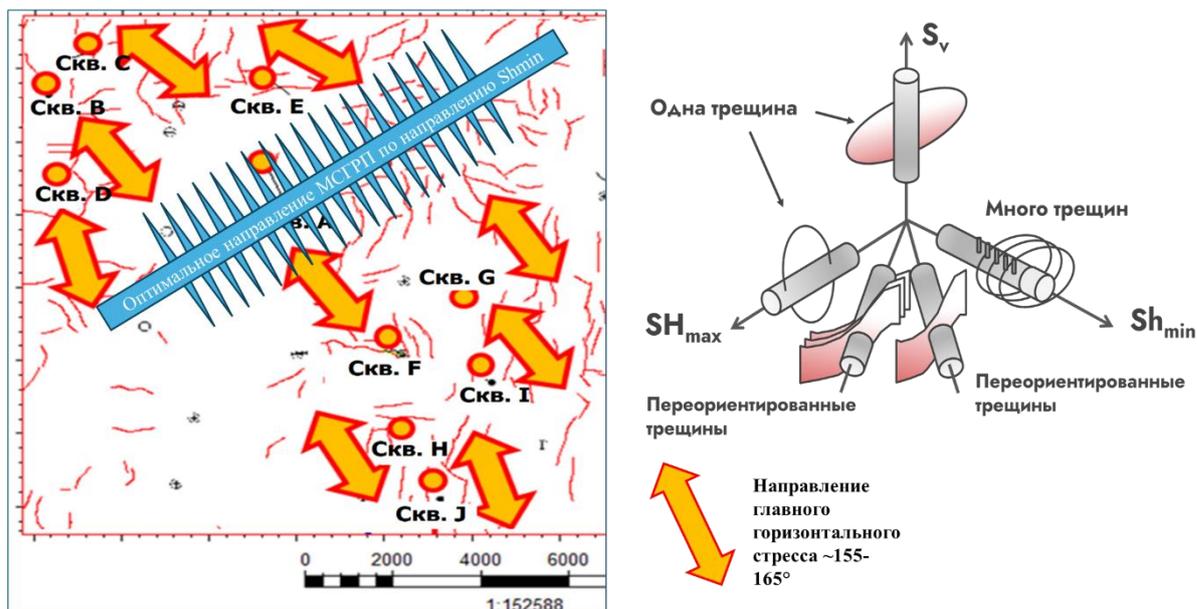


Рисунок 69 – Принципиальная схема формирования трещин ГРП в зависимости от азимута  $S_{Hmax}$

Таким образом, оптимальное направление заложения ГС на изучаемой площади соответствуют азимуту минимального горизонтального напряжения  $S_{hmin}$ , равному  $70-80^\circ$  (Рисунок 69), т.к. это направление является наиболее оптимальным с точки зрения: а) стабильности ствола (глава 2.2), б) максимизации искусственных трещин при проведении ГРП.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Выполненная литомеханическая типизация пород отвечает задаче выделения перспективных и неперспективных пород с точки зрения проведения в них ГРП. На основе литомеханической типизации пород выделены восемь литомеханических типов в ТАК, каждый из которых обладает сходными геомеханическими свойствами и минерально-компонентным составом.
2. Определены барьеры трещин (неподверженные ГРП ЛМТ) и перспективные интервалы расстановки портов ГРП (подверженные ГРП ЛМТ). Перспективными интервалами для технической стимуляции в разрезе ТАК являются породы кремнистого (5) и карбонатного (8) литомеханических типов как пород, обладающих наибольшей хрупкостью. К породам-барьерам относятся карбонатно-кремнисто-глинистый; кероген-кремнисто-глинистый; кремнисто-глинисто-карбонатный и глинистый ЛМТ.
3. Для тутлеймско-абалакского комплекса установлена связь между толщиной хрупких интервалов и начальными дебитами скважин, позволяющая выделять перспективные зоны для бурения горизонтальных скважин с последующим ГРП. Хрупкие и нехрупкие интервалы разделяются отсечкой 0.4 д. е., т. к. скважины, расположенные в точках с хрупкостью менее 0.4 д.е., имеют незначительные притоки (менее 2 м<sup>3</sup>/сут). Скважины с хрупкостью более 0.4 в более приточные, дебиты достигают промышленных значений. Оконтурированы перспективные зоны для проведения ГРП в границах исследуемой площади.
4. Согласно проведенному анализу стабильности ствола, рекомендуемая плотность бурового раствора при бурении фроловских глин не менее 1.53–1.55 г/см<sup>3</sup>.
5. Оптимальное направление заложения ГС на изучаемой площади соответствуют азимуту минимального горизонтального напряжения  $Sh_{\min}$ , равному 70-80°.
6. При непосредственном участии автора разработано и запатентовано отечественное программное обеспечение для геомеханического моделирования, зарегистрированное в Едином реестре программ. Автор включен в 5 патентов на данное программное обеспечение.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

### Опубликованная

1. Altindag, R. Correlation of specific energy with rock brittleness concepts on rock cutting // The Journal of The South African Institute of Mining and Metallurgy. – 2003.
2. Anderson, E. M. The Dynamics of Faulting and Dyke Formation with Applications to Britain. Edinburgh, Oliver and Boyd. – 1951.
3. ASTM D2845-08. Standard Test Method for Laboratory Determination of Pulse Velocities and Ultrasonic Elastic Constants of Rock // ASTM International. – 2002.
4. ASTM D2938 – 95 Standard Test Method for Unconfined Compressive Strength of Intact Rock Core Specimens // ASTM International. – 2002.
5. ASTM D3967-16. Standard Test Method for Splitting Tensile Strength of Intact Rock Core Specimens. // ASTM International. – 2016.
6. ASTM D4543-08. Standard Practices for Preparing Rock Core as Cylindrical Test Specimens and Verifying Conformance to Dimensional and Shape Tolerances // ASTM International. – 2017.
7. ASTM D7012-10. Standard Test Method for Laboratory Determination of Pulse Velocities and Ultrasonic Elastic Constants of Rock // ASTM International. – 2002.
8. ASTM D7012-14. Standard Test Methods for Compressive Strength and Elastic Moduli of Intact Rock Core Specimens under Varying States of Stress and Temperatures. // ASTM International. – 2017.
9. Avramenko, E., Grischenko, M. (2018). Application of Geo-Chemical Indicators for Sedimentology Description Clarifying of Bazhenov and Abalak Formation in Krasnoleninskoe Field (Russian). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/191489-18RPTC-RU
10. Bai, M. Why are brittleness and fracability not equivalent in designing hydraulic fracturing in tight shale gas reservoirs. Journal Petroleum v2. Houston, USA. – 2016. – 1-19p.
11. Bailey, Adam & King, Rosalind & Holford, Simon & Sage, Joshua. (2015). Variation of natural fracture orientations in the Carnarvon Basin's Rankin Platform and Dampier Sub-Basin, NWS, Western Australia. ASEG Extended Abstracts. 2015. 10.1071/ASEG2015ab296
12. Baron, L. I., Longuntsov, B. M., & Pozin, E. Z. (1962). Determination of Properties of Rocks. Moscow: Gosgortekkhizdat.
13. Bishop, A. (1967). Progressive Failure with Special Reference to the Mechanism Causing It. In Proc. Geotech. Conf. (pp. 142–150). Oslo.

14. Chong, K. K., W. Grieser, A. Passman, H. Tamayo, N. Modeland, and B. Burke (2010), A Completions Guide Book to Shale-Play Development: A Review of Successful Approaches toward Shale-Play Stimulation in the Last Two Decades, paper presented at Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, Oct 19-21, 2010.
15. Coates, D. F. & Parsons, R. C. (1966). Experimental criteria for classification of rock substances. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 3(3), 181–189. [https://doi.org/10.1016/0148-9062\(66\)90022-2](https://doi.org/10.1016/0148-9062(66)90022-2)
16. Economides M. J., Nolte K. G. *Reservoir stimulation*. Willey, New York. – 2000
17. Faust, L.Y., 1951, A Velocity Function Including Lithologic Variation: *Geophysics*, v. 18, p. 271-288
18. Fjaer E., Holt R.M., Horsrud P. *Petroleum Related Rock Mechanics: Developments in Petroleum Science*. – 2008. – 515 p.
19. Gardner G.H.F., Gardner L.W. *Formation Velocity and Density - The Diagnostic Basics for Stratigraphic Traps // Geophysics*, Vol. 39, №6. - 1974
20. Govindarajan, S. et al. Evaluation of Fracability Index for Reservoir Rock – A Laboratory Study / ARMA 17-0381 . prepared for presentation at the 51st US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in San Francisco, California, USA, 25-28 June. – 2017. – 11p.
21. Guo, Z., Chapman, M., & Li, X. (2012). Exploring the effect of fractures and microstructure on brittleness index in the Barnett Shale. In *SEG Technical Program Expanded Abstracts (Vol. 2, pp. 1–5)*. <https://doi.org/10.1190/segam2012-0771.1>
22. Hajiabdolmajid, V. & Kaiser, P. (2003). Brittleness of rock and stability assessment in hard rock tunneling. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 18(1), 35–48. [https://doi.org/10.1016/S0886-7798\(02\)00100-1](https://doi.org/10.1016/S0886-7798(02)00100-1)
23. Herwanger Jorg V., Bottrill Andrew D., Mildren Scott D. *Uses and Abuses of the Brittleness Index with Applications to Hydraulic Stimulation // URTeC-2172545*. – 2015.
24. <http://www.finmarket.ru/main/article/3344299>
25. Hucka, V. & Das, B. (1974). Brittleness determination of rocks by different methods. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 11(10), 389- 392. [https://doi.org/10.1016/0148-9062\(74\)91109-7](https://doi.org/10.1016/0148-9062(74)91109-7)
26. Ingram, G. M. & Urai, J. L. (1999). Top-seal leakage through faults and fractures: the role of mudrock properties. *Geological Society, London, Special Publications*, 158(1), 125–135. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1999.158.01.10>

27. Jarvie, D. M., Hill, R. J., Ruble, T. E., Pollastro, R. M. Unconventional shale-gas systems: the Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment: AAPG Bulletin. – 2007. – v. 91. – pp. 475-499.
28. Jin, X., Shah, S. N., Roegiers, J.-C., & Zhang, B. (2014a). Fracability evaluation in shale reservoirs – An integrated petrophysics and geomechanics approach. SPE Journal, (October 2015). <https://doi.org/10.2118/168589-MS>
29. Junliang, Yuan et.al. An Improved Fracability-Evaluation Method for Shale Reservoirs Based on New Fracture Toughness-Prediction Models / SPE Journal (v22) issue 5, october 2017. – 10p.
30. Kirsch, G. Die Theorie der Elastizitat und die Bedurfnisse der Festigkeitslehre: Zeitschrift des Verlines Deutscher Ingenieure. – 1898. – 707 p.
31. Leimkuler J., Leveille G. Unconventional Resources // SPE-0112-026-TWA. – 2012.
32. Mullen M., Enderlin M. Fracability index – More than just calculating rock properties // SPE 159755, SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio, Texas, USA. – 2012
33. Mullen M., Is That Frac Job Really Breaking New Rock Or Just Pumping Down a Pre-Existing Plane of Weakness?-The Integration of Geomechanics And Hydraulic-Fracture Diagnostics / ARMA 10-285 // 44th U.S. Rock Mechanics Symposium and 5th U.S.-Canada Rock Mechanics Symposium, 27-30 June, Salt Lake City, Utah – 2010.
34. Pierdominici, Simona & Millett, John & Kueck, Jochem & Thomas, Donald & Jerram, Dougal & Planke, Sverre & Haskins, Eric & Lautze, Nicole & Galland, Olivier. (2020). Stress Field Interactions Between Overlapping Shield Volcanoes: Borehole Breakout Evidence From the Island of Hawai'i, USA. Journal of Geophysical Research: Solid Earth. 125. 10.1029/2020JB019768.
35. Rahman K. Geomechanical Sweet Spot Identification in Unconventional Resources Development // SPE 182247, SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. — Perth, Australia – 2016.
36. Rickman, R. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE 115258. Denver, Colorado, USA. – 2008
37. Slatt, R. M., and Y. Abousleiman (2011), Multi-scale, brittle-ductile couplets in unconventional gas shales: merging sequence stratigraphy and geomechanics, paper presented at AAPG Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, USA, April 10-13, 2011.

38. Tarasov, B. & Potvin, Y. (2013). Universal criteria for rock brittleness estimation under triaxial compression. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 59, 57–69. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2012.12.011>
39. Traugott, Martin. (1997). Pore/fracture pressure determinations in deep water. *Pipe Line and Gas Industry*. 68-70.
40. Wang, F. P. & Gale, J. F.W. (2009). Screening criteria for shale-gas systems. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, 59, 779–793. Retrieved from [http://archives.datapages.com/data/gcags\\_pdf/2009/WangGale.pdf](http://archives.datapages.com/data/gcags_pdf/2009/WangGale.pdf)
41. Xiaoming T. et al. Quantitative evaluation of rock brittleness and fracability based on elastic-wave velocity variation around borehole / *Petroleum exploration and development*.v43(3), june 2016. — 457-564p.
42. Zoback M.D. and Arjun H. Kohli (2019). *Unconventional Reservoir Geomechanics*. - 496 p. DOI: 10.1017/9781316091869
43. Zoback M.D. *Reservoir Geomechanics*. UK, Cambridge: Cambridge University Press, 2007. – 505 p.
44. Балущкина Н.С. Литофизическая типизация и нефтеносность пород баженовского горизонта в зоне сочленения Сургутского и Красноленинского сводов. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Москва. – 2012
45. Балущкина Н.С., Калмыков Г.А., Кирюхина Т.А. и др. Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти из них // *Геология нефти и газа*. – 2013. – № 3. – С. 48–61.
46. Банин Е.В. Обзор проектов по разработке залежей углеводородов в нефтематеринских породах на примере тутлеймской свиты // бакалаврская работа, 2017
47. Белкин В.И., Ефремов Е.П., Капелинин Н.Д. Модель коллекторов нефти тутлеймской свиты Салымского месторождения // *Нефтяное хозяйство*. – 1983. – №10. – с.27-31.
48. Боркун Ф.Я., Федотова К.В. (2015) Взаимосвязь термобарических условий залегания и критериев нефтегазоносности пород баженовско-абалакского (верхнеюрского) комплекса Западной Сибири. *Георесурсы*, 1(60), с. 20-24.
49. Брадучан Ю.В, Лебедев А.И. Дополнения к стратиграфии битуминозных отложений Западной Сибири. В кн.: Пути повышения эффективности геологоразведочных

- работ на нефть и газ в Тюменской области. Тюмень: изд. ЗапСибНИГНИ. – 1979. – с. 3-5.
50. Брэдучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири. Н.: Наука. – 1986. – 216 с.
51. Бумагина В.А., Потапова А.С., Кудаманов А.И., Маринов В.А., Ахмадишин А.Т., Алифинов А.С. (2018). Строение и условия формирования ТАК в пределах Краснотенинского свода. Нефтяная провинция, 4(16), с. 86-108. DOI: 10.25689/NP.2018.4.86-108
52. Временное методическое руководство по подсчету запасов подвижной нефти трещинных и трещинно-поровых коллекторов сланцевого типа // Недропользование - XXI век. — 2016. — №3 (60). — С. 49–71.
53. ГОСТ 21153.3-85 Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном растяжении // Государственный Стандарт СССР. – 1985.
54. ГОСТ 21153.7-75 Породы горные. Метод определения скоростей распространения упругих продольных и поперечных волн // Государственный Стандарт СССР. – 1975.
55. ГОСТ 21153.8-88 Породы горные. Метод определения прочности при объемном сжатии // Государственный Стандарт СССР. – 1988.
56. ГОСТ 28985-91 Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии // Издательство стандартов. – 1991.
57. Гурари Ф.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья. Л., Госторттехиздат. – 1959. – 174 с.
58. Гурари Ф.Г. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах тутлеймской свиты. М.: Недра. – 1988. – 177 с.
59. Дорофеева Т.В., Краснов С.Г., Лебедев Б.А. и др. (1983). Коллекторы нефти тутлеймской свиты Западной Сибири. Л.: Недра, 131 с.
60. Жеро О.Г., Смирнов Л.В., Сурков В.С. Главные тектонические комплексы доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты // Сборник «Главные тектонические комплексы Сибири», – Н. –1979. – с. 52-66.
61. Заграновская Д.Е. Прогнозирование залежей свободной нефти в баженовском горизонте по данным комплексирования геолого-геофизических исследований в Краснотенинской и Фроловской нефтегазоносных областях Западной Сибири // Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – 2019.

62. Захаров В.А. Условия формирования волжско-берриаской высокоуглеродистой тутлеймской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии. Эволюция биосферы и биоразнообразия. – М.: Товарищество научных изданий КМК. – 2006. – С. 552-568.
63. Зубков М.Ю. Анализ распределения К, U, Th и В в верхнеюрских отложениях Центральной части Краснотенинского свода (Западная Сибирь) с целью их стратификации, корреляции и выделения в них потенциально продуктивных пластов // Геохимия. – 2001. – №1. – С. 51-70.
64. Зубков М.Ю. Литолого-петрофизическая характеристика отложений тутлеймской и абалакской свит центральной части Краснотенинского свода (Западная Сибирь) // Геология и геофизика, Т.40. – 1999. – №12. – С. 1821-1836.
65. Зубков М.Ю. Состав, строение и условия образования пород тутлеймской и абалакской свит центральной части Краснотенинского свода (Западная Сибирь) // Литология и полезные ископаемые. – 2001. – №1. – С.37-48
66. Зубков М.Ю., Бондаренко П.М. Прогноз зон повышенной продуктивности на основе комплексирования данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования. // Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири, Тюмень: СибНИИИП, 1997. – с.15-34.
67. Калмыков А.Г., Карпов Ю.А., Топчий М.С. и др. (2019). Влияние катагенетической зрелости на формирование коллекторов с органической пористостью в тутлеймской свите и особенности их распространения. Георесурсы, 21(2), с. 159-171. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.159-171>
68. Калмыков Г.А. Строение баженовского нефтегазоносного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности. Москва: Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова. – 2016 – 391 с.
69. Калмыков Г.А., Балущкина Н.С. (2017). Модель нефтенасыщенности порового пространства пород тутлеймской свиты Западной Сибири и её использование для оценки ресурсного потенциала. М: ГЕОС, 247 с.
70. Карнюшина Е.Е. Кремнистые породы нефтеносной тутлеймской свиты Краснотенинского свода (Западная Сибирь) // Вестник Московского университета, 2003. – №6. – С. 19-27.
71. Клубова Т.Т. Глинистые коллекторы нефти и газа. – М.: Недра, 1988. – 160 с.
72. Константиновская Е., Грачев О., Петраков Ю. 3D-геомеханическое моделирование и оценка анизотропии глинистых пород для решения проблем устойчивости ствола

- скважин и оптимизации траектории горизонтальных скважин, Средне-Назымское месторождение, Западная Сибирь // SPE-182019-RU. – 2016.
73. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А. и др. Баженовская свита – главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России. Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. – 2015.
74. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972-1012
75. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. – 697 с.
76. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2009. – №4. – С. 461-474.
77. Ли П. Ф., Равдоникас О.В., Пятницкий В.К. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Березовского газоносного района Западно-Сибирской низменности. – Л.: Госторттехиздат, 1960. – 175 с.
78. Макарова О.М., Коробова Н.И., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Белохин В.С., Козлова Е.В., Косоруков В.Л., Мануилова Е.А. Основные типы пород баженовской свиты на Сургутском своде и сопредельных территориях. Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 2. С. 155-164. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.16>
79. Маркин М. А., Гула А. К., Юсупов Я. И. Комплексный геомеханический подход для выбора интервалов проведения ГРП на примере баженовской свиты в пределах Красноленинского свода // Бурение и Нефть. — 2016. — № 09. — С. 50–54.
80. Маркин М. А., Юсупов Я. И. Применение метода  $\Delta \log r$  для оценки органического углерода и прогноз коэффициента аномальности пластового давления на примере месторождения Красноленинского свода // Бурение и Нефть. — 2016. — № 09. — С. 44–49.
81. Мухер А.Г., Кулагина С.Ф, Пахомова Е.А. Районирование баженовского горизонта по типам разреза (Западная Сибирь, центральные районы)
82. Немова В.Д. Условия формирования коллекторов в отложениях баженовского горизонта в районе сочленения Красноленинского свода и фроловской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т.7. – №2.
83. Немова В.Д., В.Н. Колосков, С.С. Гаврилов, Б.Г. Покровский. Стадийность и направленность вторичных преобразований пород-коллекторов нижнетутлеймской подсвиты на западе широтного Приобья // Коллекторы нефти и газа. – 2010. – №6.

84. Нестеров И.И., [https://vsluh.ru/novosti/tek/neft-iz-bazhenovskoy-svity-mozhet-zamenit-traditsionnyu\\_226579/](https://vsluh.ru/novosti/tek/neft-iz-bazhenovskoy-svity-mozhet-zamenit-traditsionnyu_226579/)
85. Овчаренко Ю.В., Лукин С.В., Татур О.А. Опыт построения 3D геомеханических моделей (на примере одного из месторождений Западной Сибири) // SPE-182031 – 2016.
86. Панченко И.В., Немова В.Д., Смирнова М.Е., Ильина М.В., Барабошкин Е.Ю., Ильин В.С. Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения керн и ГИС // Геология нефти и газа - 2016 – С. 22-34.
87. РЕЕСТР РОССИЙСКОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ – [https://reestr.digital.gov.ru/reestr/304961/?sphrase\\_id=1481517](https://reestr.digital.gov.ru/reestr/304961/?sphrase_id=1481517)
88. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – 114 с.
89. Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород: Учебник. Изд. 7-е. – М.: ЛЕНАНД, 2014. – 368 с.
90. Садыков Л., Корельский Е., Самохвалов А. и др. Оценка риска нарушения целостности перемычки при эксплуатации месторождения методом 4D совмещенного моделирования геомеханики и гидродинамики // SPE-191628. - Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 15-17 октября, 2018
91. Славкин В.С., Алексеев А.Д., Колосков В.Н. Некоторые аспекты геологического строения и перспектив нефтеносности тутлеймской свиты на западе Широного Приобья // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №8. – С. 100-104.
92. Стрижнев К.В., Черевко М.А., Жуков В.В., и др. Породы-коллекторы в разрезе Пальяновской площади Западной Сибири// Нефтяное хозяйство. – 2014. – №12. – С.45-47
93. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра. – 1981. – 143 с.
94. Сурков В.С., Смирнов Л.В. Строение и нефтегазоносность фундамента Западно-Сибирской плиты // Отечественная геология. – 2003. – № 1. – С. 10–16.
95. Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты» (под ред. В. И. Шпильмана и др., 1998)

96. Тиаб Дж., Доналдсон Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Перевод с английского. М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 868 с, ил.
97. Филина С.И., Корж М.В., Зонн М.С. Палеогеография и нефтеносность тутлеймской свиты Западной Сибири. М.: Наука. 1984. – 31 с.
98. Фомина М.М. Условия формирования и нефтеносность тутлеймской свиты центральной части Красноленинского свода. – 2022
99. Хабаров В.В., Барташевич О.В., Нелепченко О.М. Геолого-геофизическая характеристика и нефтеносность битуминозных пород тутлеймской свиты Западной Сибири. М., 1981, с. 41
100. Шпильман В.И. Пояснительная записка к тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты. – Тюмень. – 1999.
101. Юсупов Я. И., Калмыков Г. А. Применение геомеханической модели для прогноза устойчивости скважин и оптимизации параметров для дизайна гидравлического разрыва пласта на примере Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Бурение и Нефть. — 2020. — № 9. — С. 47–51.
102. Юсупов Я. И., Солдатова А. И., Заглядин Я.А, Калмыков Г.А. Литомеханическая типизация как основа выделения перспективных зон для бурения горизонтальных скважин и проведения ГРП на примере одного из месторождений Красноленинского свода. ГЕОФИЗИКА. 2024;(1)51-58. DOI: 10.34926/geo.2024.74.36.006 (авторский вклад – 80%). Импакт-фактор журнала в РИНЦ, 2022: 0.40.
103. Юсупов Я. И., Солдатова А. И., Заглядин Я.А, Калмыков Г.А. Применение геомеханического моделирования для оптимизации траектории скважин при разработке тутлеймско-абалакского комплекса Красноленинского свода. ГЕОФИЗИКА. 2024;(1)59-66. DOI: 10.34926/geo.2024.15.91.007 (авторский вклад – 80%). Импакт-фактор журнала в РИНЦ, 2022: 0.40.
104. Юсупов Я.И., Калмыков Г.А. Петрофизическая подготовка данных ГИС для геомеханического моделирования на примере месторождения Красноленинского свода (Западная Сибирь). ВЕСТНИК МОСКОВСКОГО УНИВЕРСИТЕТА. СЕРИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ. 2020;(6):103-109. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2020-6-103-109> (авторский вклад – 90%). Импакт-фактор журнала в РИНЦ, 2022: 0.38 .
105. Ясович Г.С., Поплавская М.Д. К стратиграфии битуминозных отложений верхней юры и неокома Западно-Сибирской равнины. – В кн.: Минералогические и

геохимические показатели нефтегазоносных мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты. – Тюмень: изд. ЗапСибНИГНИ, 1975 с. 28-57

**Фондовая**

106. Изучение геологического строения и перспектив абалакской и тутлеймской свит. Ем-Еговский и Пальяновский лицензионный участок / А.Ю. Лопатин и др. – М.: Halliburton Consulting. – 2014. – 190 с.
107. Пересчет запасов нефти, растворенного газа по пластам АК; ЮК<sub>0</sub>; ЮК<sub>1</sub>; ЮК<sub>2-9</sub>; П; БГ; КВ; PZ и ТЭО КИН по пластам ВК<sub>1-3</sub>; АК; ЮК<sub>0</sub>; ЮК<sub>1</sub>; ЮК<sub>2-9</sub>; П; БГ; КВ; PZ / Т.Н. Смагина, В.К. Рыбак, В.Л. Новопашина и др. – Т.: ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 2011.
108. Подсчет запасов нефти и растворенного газа на основе геолого-технологической модели Красноленинского месторождения Ханты-Мансийского АО Тюменской области (в пределах лицензионной деятельности ОАО "ТНК-Нягань"). /Т.Ф. Дьяконова, С.Б. Денисов, С.И. Билибин и др. – М.: ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», 2002.
109. Проведение дополнительных лабораторных исследований керн тутлеймской свиты скв. 4045, 4452, 30007г, 1823г / И.В. Панченко, С.С. Гаврилов, М.В. Дахнова и др. – М.: ЗАО "МиМГО". – 2014.
110. Работы по комплексному исследованию керн по скв. 218 Потымско-Ингинского лицензионного участка Красноленинского НГКМ / А.В. Ступакова, Г.А. Калмыков и др. – М.: ФГБУ «МГУ им. М.В. Ломоносова». – 2016.
111. Сейсморазведочные работы 3Д на нефть и газ на Ем-Еговской площади Красноленинского месторождения, Ем-Еговский+Пальяновский лицензионный участок Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения /Л.Н.Кибальчич, И.А. Сержанович, А.А.Радченко и др. – М.: Филиал ООО «Фугро Геосайенс ГмбХ», 2012