

**Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»**

На правах рукописи



САЛИМОВ ФАРИД САГИТОВИЧ

**Геологическое обоснование направлений разведки и дальнейшего освоения
залежей нефти юрских отложений с учетом разломно-блокового строения**

**Специальность 25.00.12 - Геология, поиски и разведка
нефтяных и газовых месторождений**

**Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук**

**Научный руководитель:
Котенев Юрий Алексеевич,
доктор технических наук,
профессор**

Уфа - 2018

Оглавление

Введение	4
1. Обзор геолого-геофизической изученности и основные черты геологического строения пород фундамента и юрских отложений Повховского месторождения	8
1.1 Стратиграфия	8
1.1.1. Доюрский комплекс.....	8
1.1.2 Юрская система	9
1.2 Тектоника.....	13
1.3 Нефтегазоносность	14
1.4 Изученность методами сейсморазведки.....	17
1.5 Литолого-фациальная модель.....	19
1.6 Выводы.....	20
2. Выявление и прогнозирование распространения участков разуплотнения и тектонических нарушений в отложениях пласта ЮВ-1.....	21
2.1 Тектоника Западно-Сибирской плиты.....	21
2.2 Краткие тектоническо-динамические теоретические аспекты формирования модели тектонической обстановки изучаемого участка в интервале «кровля палеозоя - юрский комплекс».....	27
2.3 Краткая интерпретация данных сейсморазведки	37
2.4 Детальный анализ результатов 3Д сейсморазведки Западно-Повховского участка.....	38
2.5 Проявление разломно-блоковой тектоники в верхнеюрских отложениях Ватьёганского месторождения.....	46
2.6 Определение зон повышенной трещиноватости и тектонических нарушений отложений методом анализа динамических атрибутов сейсмического волнового поля.....	60
2.6.1 Динамический анализ сейсмоволны по кровле фундамента Западно-Повховского участка.....	66
2.6.2 Динамический анализ верхнеюрских отложений Западно-Повховского участка.....	75
2.6.3 Динамический анализ кровли фундамента Северо-Повховского участка.....	82
2.6.4 Динамический анализ верхнеюрских отложений Северо-Повховского участка	87
2.7 Анализ керна.....	92
2.8 Выводы.....	97
3. Определение насыщенности продуктивных отложений пласта ЮВ-1 по данным динамического анализа.....	100

3.1	Выводы.....	107
4.	Определение микроклиноформно-слоистой структуры строения продуктивных отложений пласта ЮВ-1.....	108
4.1	Западно-Повховский участок.....	108
4.2	Северо-Повховский участок.....	113
4.3	Выводы.....	114
5.	Обоснование местоположения зон субвертикальной деструкции и повышенной трещиноватости через сопоставление параметров эксплуатации скважин.....	115
5.1	Выводы.....	124
6.	Рекомендации по поисково-разведочным работам на нефтеперспективные верхнеюрские объекты, повышению эффективности ГТМ, системы разработки.....	126
	Основные выводы и рекомендации.....	138
	Список сокращений и условных обозначений	141
	Список использованной литературы.....	142

Введение

Актуальность темы исследования

Одним из перспективных объектов исследования и повышения добычи нефти в Когалымском регионе являются верхнеюрские отложения, потенциал которых до конца не раскрыт. Для решения данной задачи большое значение имеет применение 3Д сейсморазведки и новые возможности её интерпретации в совокупности с фактическими результатами бурения и разработки залежей нефти.

Резкая дифференциация эксплуатационных скважин по дебитам жидкости в схожих геолого-промысловых условиях в основном связана с наличием высокопроводящих каналов и трещин. Во многих регионах Западной Сибири доказано наличие и существенное влияние тектонических нарушений на формирование залежей нефти и разработку.

На сегодняшний день в Когалымском регионе отсутствует надёжная методика определения тектонических нарушений и сопутствующих им зон, и продолжает доминировать принятая ранее пликативная концепция строения верхнеюрских отложений. Проекты разработки залежей нефти выполнялись без учёта влияния: разломно-блокового строения пород фундамента; унаследованного характера развития структур, таких, как горсты, грабены; и а также контролирующих их дизъюнктивных нарушений, делящихся до верхнеюрских отложений.

Систематизация имеющейся информации о тектонических нарушениях, методика их уверенного выявления, определения зон разуплотнений и повышенной трещиноватости являются весьма актуальными задачами при обосновании геологоразведочных работ на верхнеюрских отложениях, освоении открытых залежей нефти и повышении эффективности их разработки.

Степень разработанности

Тема исследований имеет достаточную степень проработки. Детально проанализированы результаты 3Д сейсморазведки, изучены и сопоставлены: геологическое строение залежей нефти; свойства пород; данные электрокаротажа, геофизических и гидродинамических исследований, эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин; керновый материал. Получены практические результаты.

Объект исследования

Объектом исследования являются нефтегазоносные отложения верхней юры Повховского нефтяного месторождения.

Цели и задачи исследования

Выявление ранее неизвестных особенностей геологического строения и закономерностей распространения залежей нефти верхнеюрского комплекса отложений с учётом уточнения

разломно-блоковой тектоники, определения её влияния на разработку месторождений; прогнозирование новых залежей углеводородов на основе комплекса геолого-геофизических методов и современных геоинформационных технологий.

Основными задачами исследования являются:

- выявление зон трещиноватости горных пород (разуплотнения), субвертикальной деструкции в пределах разрабатываемых залежей пласта ЮВ-1 и их распространение, закономерностей распространения разрывных нарушений, типов нарушений;
- изучение влияния разломно-блоковой тектоники, прогнозируемой по данным динамического анализа 3Д сейсморазведки на работу скважин, строение залежей нефти, границы залежи;
- прогнозирование развития перспективных участков пласта ЮВ-1 с повышенными фильтрационно-ёмкостными свойствами с целью проведения геологоразведочных работ; изучение внутреннего строения залежи посредством динамического анализа параметров волнового поля;
- совершенствование системы разработки месторождений, планирование и выполнение эффективных геолого-технических мероприятий, повышение нефтеотдачи пласта и выработки запасов с учетом нового представления о влиянии разломно-блоковой тектоники на геологическое строение залежи нефти пласта ЮВ-1 Повховского месторождения.

Методы исследований

Для решения основных задач исследований использовались следующие методы: детальный анализ результатов стандартной интерпретации 3Д сейсморазведки; переинтерпретация и анализ динамических атрибутов 3Д сейсморазведки (использовалось 16 параметрических характеристик программного комплекса «PARADIGM» Vanguard RC); тренд-анализ распределений значений динамических атрибутов; геолого-технологический анализ разработки разбуренных участков; исследование и анализ кернового материала; трассерные исследования; анализ стандартного электро-каротажа скважин; геолого-гидродинамическое моделирование участка залежи; гидродинамические методы исследований.

Научная новизна

1. Доказано наличие тектонических нарушений и зон субвертикальной деструкции в верхнеюрских отложениях, вызванных активизацией блоков палеозойского фундамента, различных малоамплитудных тектонических подвижек вертикального и горизонтального характера, влияющих на формирование залежей нефти и их разработку.
2. Разработана научно обоснованная методика прогнозирования распространения участков разуплотнения в отложениях пласта ЮВ-1, приуроченных к зонам субвертикальной

деструкции горных пород осадочного чехла и участкам повышенной трещиноватости, выявляемых динамическим анализом сейсмического волнового поля.

3. Разработан алгоритм прогнозирования водо-, нефтеводо- и нефтенасыщенных участков коллекторов пласта ЮВ-1 на основе исследований и динамического анализа сейсмических атрибутов.

Защищаемые положения:

1. Новое представление о структуре верхнеюрских отложений Повховского месторождения, которая осложнена тектоническими нарушениями, зонами повышенной трещиноватости, приуроченных к границам горстов и грабенов, выделяемых на поверхности фундамента.
2. Методика прогнозирования распространения участков повышенной трещиноватости в отложениях пласта ЮВ-1, выявляемых динамическим анализом сейсмического волнового поля.
3. Прогнозная оценка водо-, нефтеводо- и нефтенасыщенных участков коллекторов пласта ЮВ-1 по динамическому анализу сейсмической волновой картины. Зависимость насыщенности пород коллекторов от расположения относительно зон тектонических нарушений и повышенной трещиноватости.

Теоретическая и практическая значимость

Полученный комплекс результатов, включающий методику прогнозирования участков повышенной трещиноватости пород, уточнения форм и граничных поверхностей продуктивного пласта ЮВ-1 с учетом фациальной изменчивости, позволит повысить:

- эффективность геологоразведочных работ нефтеперспективных верхнеюрских отложений месторождений Западной Сибири;
- эффективность проектируемой системы разработки и её последующую трансформацию;
- успешность проведения ГТМ за счет обоснованного выбора технологий воздействия на продуктивные отложения на основе нового представления о распределении ФЕС пласта ЮВ-1.

Степень достоверности и апробация результатов

Основой диссертационной работы и 11 научных публикаций, 6 из которых в ведущих рецензируемых научных журналах, входящих в перечень ВАК РФ, по теме диссертации явились результаты геолого-физических и гидродинамических исследований, анализ разработки нефтяных месторождений района исследований, анализ каротажного материала, анализ эффективности ГТМ, анализ кернового материала и специальных исследований (трассерные исследования и т. д.), результаты 3Д сейсморазведки, анализ динамических атрибутов сейсмического волнового поля.

Результаты научных изысканий докладывались на научно-практических конференциях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (2012 г., 2014 г.), на кафедре «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» Уфимского государственного нефтяного технического университета, на международной научно-практической конференции «Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов» г. Казань 2015 г.

На основании полученных данных успешно выполнено бурение вторых стволов, оптимизация системы разработки, запланирована доразведка с разбуриванием краевых перспективных участков юрской залежи Западно-Повховского района.

Структура работы

Диссертация состоит из введения и шести глав. Содержит 152 страницы текста, 110 рисунков, 5 таблиц, 1 схему. Библиография включает 125 наименований.

Личный вклад автора

В работе обобщены результаты интерпретации данных 2Д и 3Д сейсморазведки, проведённой с 1999 по 2006 г. По инициативе автора выполнена переинтерпретация результатов 3Д сейсморазведочных работ методом динамического анализа сейсмических атрибутов, что позволило подтвердить и доказать наличие тектонических нарушений, зон субвертикальной деструкции, обширных зон повышенной трещиноватости, их существенное влияние на структуру верхнеюрских отложений и разработку пласта ЮВ-1 Повховского месторождения. Внедрена методика определения зон повышенной трещиноватости на основе динамического анализа сейсмических данных.

Основные результаты, составляющие научную новизну и практическую ценность диссертационного исследования, были получены автором самостоятельно.

Благодарность

Автор благодарит за поддержку и содействие начальника отдела А. В. Лялина; заместителя директора по научной работе в области разработки месторождений филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» О. А. Залевского; заместителя генерального директора по разработке месторождений, главного геолога территориально-производственного предприятия (ТПП) «Повхнефтегаз» М. Р. Дулкарнаева.

Автор выражает глубокую признательность научному руководителю – доктору технических наук, профессору Ю. А. Котенёву и доктору технических наук Ш. Х. Султанову.

1. Обзор геолого-геофизической изученности и основные черты геологического строения пород фундамента и «Юрских» отложений Повховского месторождения

1.1 Стратиграфия

1.1.1. Доюрский комплекс

В Западно-Сибирской плите традиционно выделяется три главных структурных этажа: 1). Складчатый фундамент, сложенный формациями почти исключительно палеозойского возраста; 2). рифтовый (или промежуточный) структурный этаж, представленный базальтами, иногда базальтами и риолитами раннего триаса, сменяющимися вверх по разрезу терригенными толщами среднего и позднего триаса; 3). ортоплатформенный чехол, сложенный юрскими и более молодыми, практически недислоцированными осадочными толщами, которые и вмещают почти все месторождения углеводородов Западной Сибири. Мощность чехла увеличивается в северном направлении, достигая 6 км и более. Первые два этажа обычно называют доюрским основанием Западно-Сибирской плиты [47]. Известно, что в представлениях разных исследователей о строении Западно-Сибирской низменности имеются существенные различия, однако ясно, что последняя подстилается гетерогенным основанием, образованным палеозойскими складчатыми поясами и древними массивами [40, 102].

В целом породы, слагающие фундамент плиты Когалымского района, представлены базальтами, туфами, туфопесчаниками, алевролитами, аргиллитами, риолитами, кварцевыми порфирами, известняками, доломитами, доломитизированными и мраморизованными известняками, прослоями глинистых сланцев [56].

На Повховском месторождении породы доюрского основания вскрыты в скважине № 105П на глубине 3700,0 м, откуда из интервала 3724,0 – 3728,0 м подняты сланцы глинистые тёмно-серые с косой слоистостью. Повховское месторождение расположено в пределах прогиба позднегерцинского возраста, разделяющего Аганский и Нижневартовский антиклинории к северу от Аганского рифта [51, 65].

Ближайшей к Повховскому месторождению скважиной, пробуренной в аналогичных условиях, является Ватьеганская № 1190, вскрывшая мощную толщу (340,0 м) терригенных образований. Нижняя часть толщи (120,0 м) представлена сильно метаморфизованной породой неясного состава (возможно, хлорит-известковистого) - монолитной, косослоистой, трещиноватой. Верхняя часть представлена чередованием песчаников и аргиллитов, толщина её до 100 м.

Песчаники - тёмно-серые, мелко-, средне- и крупнозернистые, полимиктового состава,

плотные, крепкие, трещиноватые.

Аргиллиты, слагающие толщу, – темно- и зеленовато-серые, плотные, тонкоплитчатые, участками песчанистые.

Возраст вскрытых доюрских отложений на Повховском и Ватьёганском месторождениях предполагается пермо-триасовый.

Кровле доюрского основания соответствует отражающий сейсмический горизонт (ОСГ) «А».

1.1.2. Юрская система

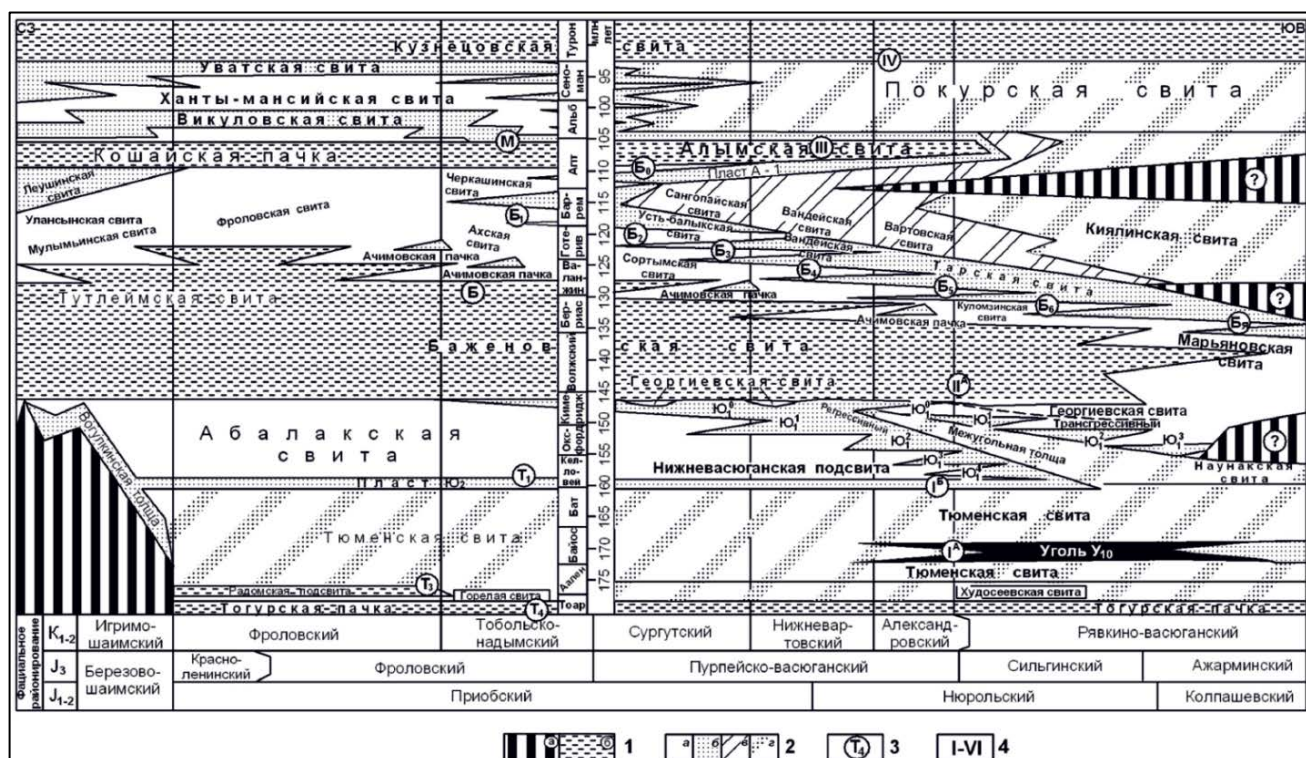
Отложения юрской системы несогласно залегают на породах доюрского фундамента и представлены нижним, средним, верхним отделами. В основу стратификации юрских отложений Западной Сибири положена вертикальная (песчано-алевритовые и глинистые толщи) и латеральная (морские, переходные и континентальные осадки) дифференциация осадочного вещества, которая выражается в закономерной повторяемости в разрезе глинистых и песчано-алевритово-глинистых толщ. Генетически каждая из толщ представляет собой непрерывный фациальный ряд от морских отложений до континентальных и выделяется в качестве горизонта, под которым понимается региональное хроностратиграфическое подразделение, объединяющее по латерали одновозрастные породы различного литолого-фациального состава [34, 86, 124].

Схематически литолого-стратиграфический профиль юрских отложений платформенного чехла Западно-Сибирской плиты представлен на рисунке 1 [1].

В районе исследований (Повховское и Ватьёганское месторождения) осадочные породы юрской системы, вскрытые как разведочными, так и эксплуатационными скважинами, укладываются в общие представления об условиях осадконакопления центральной части Западной Сибири.

Нижнеюрский отдел.

Горелая свита из-за сложного рельефа поверхности доюрского комплекса распространена не повсеместно, в пределах отчетной площади скважинами не вскрыта. В скважине № 105П толщина свиты составляет 100 м. В основании залегают базальные конгломераты и конгломерато-брекчии, состоящие из обломков чёрных и темно-бурых аргиллитов с обилием углефицированных растительных остатков, а также кремнистых и вулканогенных пород. Цемент представлен средне- и крупнозернистыми песчаниками. Выше по разрезу залегают песчаники зеленовато- и темно-серые, мелко- и среднезернистые, прослоями крупнозернистые, полимиктовые, слюдистые, плотные, с обилием углефицированного растительного детрита.



Условные обозначения: 1 – размыты (а) и реперные глинистые толщи (б); 2 – морские глинистые (а) и песчаные (б) отложения, прибрежно-континентальные (в) и континентально-угленосные г) осадки; 3 – глинистые пачки, к которым приурочиваются сейсмические горизонты; 4 – сейсмические горизонты.

Рисунок - 1 Литолого-стратиграфический профиль юрских и меловых отложений платформенного чехла Западно-Сибирской плиты.

Песчаники имеют полосчатую и волнисто-косослоистую структуру. Отмечено ритмичное чередование по регрессивно-трансгрессивному типу с алевролитами и аргиллитами. К отложениям горелой свиты приурочен пласт ЮВ-10. По данным сейморазведочных работ толщина отложений в районе Повховского месторождения составляет $80 \div 120$ м.

Котухтинская свита встречается в пределах Нижневартовского свода, залегает с резким перерывом и угловым несогласием на доюрских образованиях и представлена переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов. Песчаники серые, слюдистые, крепкоцементированные с тонкими прослоями и линзами глинистого материала. Цемент глинистый, карбонатно-глинистый. Аргиллит слюдистый, темно-серый. Перспективность коллекторов нижней юры связана с базальными пластами ЮВ-10-11. В скважине № 141 Западно-Котухтинская в интервале глубин 3422 – 3472 м из пласта ЮВ-10 при испытании получен приток воды дебитом $12,7 \text{ м}^3/\text{сут.}$, нефти $0,1 \text{ м}^3/\text{сут.}$ На Ярсомовском участке толщина свиты достигает порядка 300 м.

Среднеюрский отдел.

Отложения среднего отдела представлены тюменской свитой, залегающей без видимого несогласия на нижележащих породах. Верхняя часть свиты на Повховском месторождении

вскрыта многочисленными поисковыми, разведочными и углубленными эксплуатационными скважинами (№№ 80П, 82Р, 102Р и др.).

Тюменская свита представлена ритмичным регрессивно-трансгрессивным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. К отложениям свиты приурочены песчаные пласты ЮВ2-ЮВ9. В целом отложения представлены прибрежно - морскими и субконтинентальными фациями с опесчаниванием вверх по разрезу [34]. Песчаники тёмно- и светло-серые, мелко- и среднезернистые, в единичных прослоях крупнозернистые, полимиктовые, слюдистые, с редкими включениями кремнистых пород. Алевролиты темно-серые, плотные, крепкие, полосчатые за счет тонких намывов песчаного материала. Аргиллиты от серых до темно-серых, иногда с примесью алевролитового материала, плотные, крепкие, плитчатые, с углистым детритом по плоскостям напластования, с раковистым изломом. В отложениях свиты характерно распространение тонких прослоев углей, желваков и конкреций пирита и сидерита.

Встречены отпечатки флоры и споро-пыльцевые комплексы нижней и средней юры. Кровле тюменской свиты соответствует ОСГ «Т» (ЮВ-2). Вскрытая толщина отложений в скважине № 105П составляет 680 м. По данным сейсморазведки, толщина отложений свиты на месторождении варьирует от 580 м до 700 м. Вскрытая толщина отложений в скважине № 1190 Ватьёганского месторождения составляет 501 м. По данным сейсморазведки, толщина отложений свиты в районе ЦДНГ-4 Ватьёганского месторождения варьирует от 480 м до 500 м.

Верхнеюрский отдел.

Морские отложения верхнего отдела распространены повсеместно и залегают согласно на среднеюрских отложениях. В составе верхнеюрских отложений выделены снизу - вверх 3 свиты: васюганская, георгиевская и баженовская. Отложения верхнего отдела вскрыты практически всеми поисковыми и разведочными скважинами и значительным числом эксплуатационных скважин.

Васюганская свита представлена морскими отложениями и по литологическому составу разделяется на две подсвиты: нижнюю, преимущественно глинистую, и верхнюю - алевроито-песчанистую.

Нижняя подсвита представлена аргиллитами тёмно-серыми, тонкослоистыми, слюдистыми, известковистыми, местами переходящими в мергели и глинистые известняки, участками окремненными с прослоями битуминозных аргиллитов и тонкими прослоями песчаников и алевролитов.

Верхняя подсвита сложена песчаниками и алевролитами серыми и светло - серыми, иногда с буроватым оттенком, глинистыми, реже с карбонатно-глинистым цементом, от тонко- до среднезернистых. В составе подсвиты в пределах пласта ЮВ-1 местами выделяются

коллекторы ЮВ1/1, ЮВ1/2, ЮВ1/3 [1]. Продуктивная пачка ЮВ1/1 является одним из основных объектов разработки на Повховском и Ватьёганском месторождениях. Для удобства все три пропластка в данной работе представлены как пласт ЮВ-1.

Отложения свиты палеонтологически охарактеризованы фауной аммонитов позднекеелловейско-оксфордского возраста и комплексом фораминифер оксфорда [121]. Толщина отложений васюганской свиты по данным бурения составляет от 50 до 80 м.

Георгиевская свита. Морские отложения георгиевской свиты трансгрессивно перекрывают отложения васюганской свиты, литологически представлены аргиллитами от тёмно-серых до чёрных с примесью глауконита, с желваками и вкраплениями пирита. Породы плотные, участками сильно известковистые, переходящие в глинистые известняки, с тонкими прослоями битуминозных разностей. Слоистость наклонная, разнонаправленная за счет тонких намывов глинисто-углистого материала.

Отложения охарактеризованы фауной двустворок и фораминифер кимериджского возраста, содержат многочисленные ростры белемнитов. Отложения георгиевской свиты имеют повсеместное распространение, толщина колеблется от 3 до 10 м.

Баженовская свита. Морские отложения баженовской свиты согласно залегают на нижележащих породах георгиевской свиты и представлены аргиллитами черно-бурыми, битуминозными, плитчатыми, участками массивными с тонкими прослоями известняков. Для отложений свиты характерен рассеянный глауконит и пирит в виде кристаллов и псевдоморфоз по органическим остаткам.

Юго-восточнее отчетной площади в скважинах №№ 52Р, 12П, 53Р, 57Р вскрыт «аномальный» разрез баженовской свиты, представленный, кроме вышеописанных пород, прослоями песчаников серых, мелкозернистых на глинистом и карбонатно-глинистом цементе (пласт ЮВ-0). Песчаники перекрываются аргиллитами.

Толщина «нормального» разреза баженовской свиты составляет от 20 м до 30 м, «аномального» – свыше 40 м, так, на Южно-Ватьёганском участке и на севере района цеха добычи нефти и газа № 4 (ЦДНГ-4) толщина составляет от 100 до 120 м. Кровле баженовской свиты соответствует опорный отражающий горизонт «Б». Общая толщина отложений верхнего отдела юрской системы изменяется от 100 до 140 м.

Важно отметить, что в многочисленных описаниях верхнеюрских отложений в различных районах исследований Западной Сибири, даже соседних, прослеживается многообразие авторских подходов к вопросу об их строении и размещении продуктивных частей [13, 53, 93]. Можно сказать, что нет единого представления о корреляции пластов горизонта Ю-1, особенно с неустойчивой обстановкой седиментации [60, 86, 113, 118]. Так, на Ватьёганском месторождении выделяется до трёх пропластков, на Повховском - до двух.

1.2 Тектоника

Западно-Сибирская плита представляет собой молодую эпигерценскую платформу, площадь которой составляет 3,4 млн. км². С запада она ограничена меридионально вытянутой грядой Уральских гор, с юга - Казахским нагорьем и горными сооружениями Алтае-Саянской области, с востока - Средне-Сибирским плоскогорьем и Енисейским кряжем, на севере переходит в шельф Карского моря.

В тектоническом строении Западно-Сибирской плиты выделяются два основных структурно-тектонических этажа: нижний - верхнепротерозойско-палеозойского складчатого основания и верхний - юрско-кайнозойского осадочного чехла [28]. Между складчатым основанием и осадочным чехлом большинством исследователей выделяется промежуточный вулканогенно-осадочный комплекс туринской серии триасового возраста. Отложения туринской серии выполняют грабены, глубины которых по сейсмическим данным достигают 3,5 км. Осадочный чехол несогласно перекрывает структуры складчатого основания и тафрогенного яруса.

Складчатое основание сложено докембрийскими метаморфизованными сланцами и гнейсами, вмещающими интрузии разного состава, а также вулканогенными и терригенно-карбонатными породами палеозойского возраста. Состоит из блоков, разбитых многочисленными разломами, имеющими различную вертикальную латеральную протяжённость [39, 48].

Основные элементы тектоники доюрских образований сформировались за счет палеозойской складчатости и раннемезозойского тектогенеза. С периода среднекаменноугольной эпохи началось общее воздымание территории, продолжавшееся весь поздний палеозой и начало индского века [46].

Большинство исследователей отмечают эрозионно-тектонический характер рельефа доюрских отложений к началу формирования мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, конседиментационный рост куполообразных структур, который связывается с разнонаправленными дифференцированными тектоническими движениями. Кроме того, большинство локальных структур носят унаследованный характер развития от доюрских форм рельефа с сохранением направленности тектонических движений. О связи структур фундамента и осадочного чехла говорил академик А. Д. Архангельский в 1940 г. [63]. В работах многих учёных установлено, что фундамент Западно-Сибирской плиты состоит из разновозрастных, разно-ориентированных блоков, которые периодически испытывали и испытывают

вертикальные движения. Между отдельными блоками всегда существуют разломы и зоны повышенной трещиноватости [103]. Применение 3Д сейсморазведки позволило некоторым исследователям также выделить многочисленные горизонтальные движки отдельных блоков [31].

Верхний структурный этаж, образующий чехол плиты, сложен терригенными осадочными образованиями мезозоя и кайнозоя. В основании этажа фиксируется значительное угловое и стратиграфическое несогласие. Дислокации чехла весьма пологие и малоамплитудные. Амплитуды структур и углы наклона крыльев выполаживаются вверх по разрезу чехла.

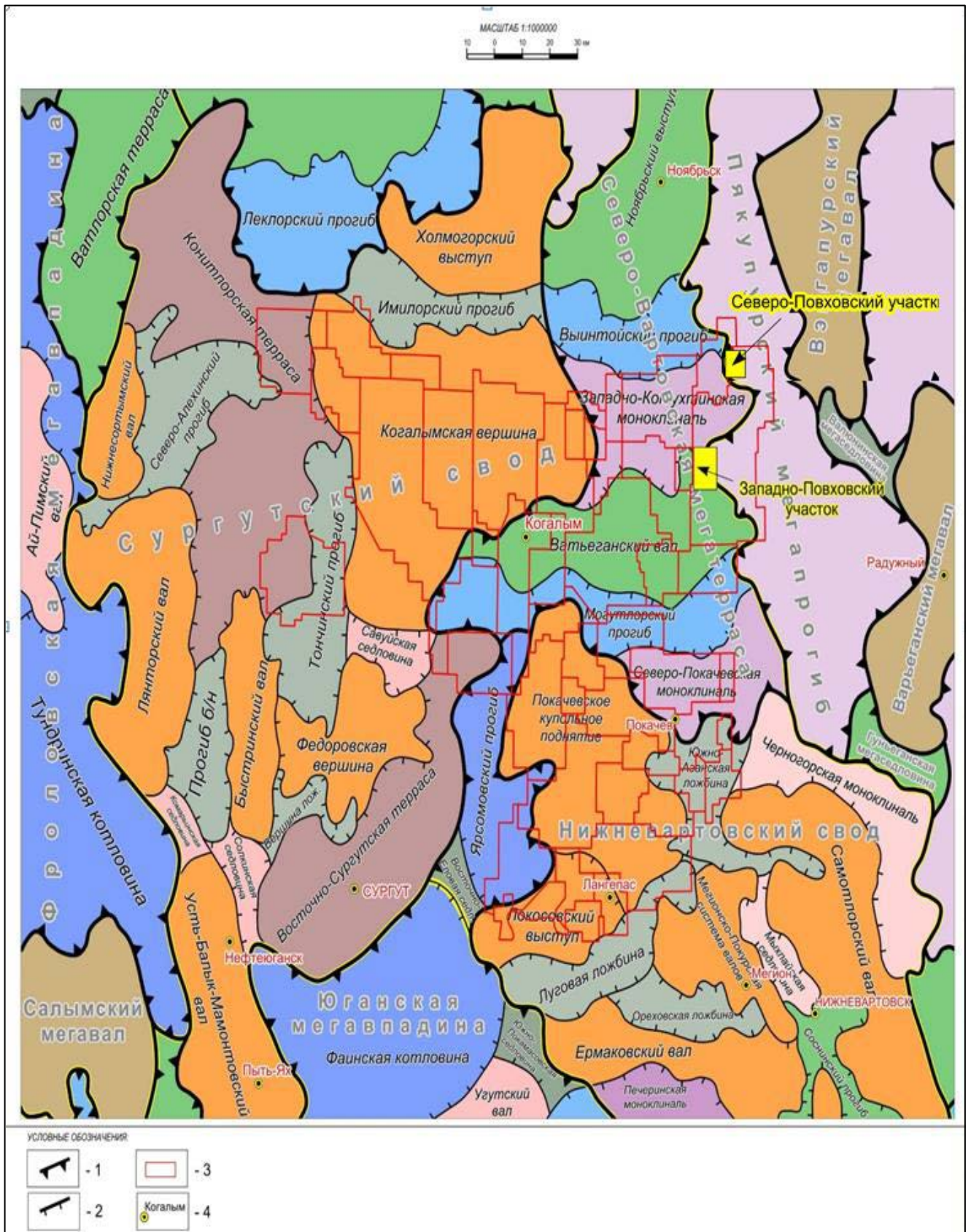
Согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты под редакцией В. И. Шпильмана и др. (рисунок 2), территория исследований находится в пределах Северо-Вартовской мегатеррасы, Пякупурского мегапрогиба, которые являются элементами I порядка. Северо-Ватьёганская мегатерраса протягивается в субмеридиональном направлении, на юге граничит с Нижневартовским сводом, на западе - с Сургутским сводом. Пякупурский мегапрогиб на востоке граничит с Вынгапуровским и Варьёганским мегавалами [37, 75].

Во многих регионах Западной Сибири, в том числе и примыкающих к территории деятельности ТПП «Повхнефтегаз», в юрских отложениях выделены многочисленные тектонические нарушения как вертикального, так и горизонтального характера, значительная часть которых берёт начало из пород фундамента [6, 32, 33].

1.3. Нефтегазоносность

Нефтяные месторождения расположены в центральной части Среднеобской нефтегазоносной области и входят в состав Нижневартовского нефтегазоносного района. По результатам эксплуатации и опробования скважин, а также промыслово-геофизических исследований установлено несколько промышленно-продуктивных подсчётных объектов. В пределах васюганской свиты на всех месторождениях выделены залежи пласта ЮВ-1, в отложениях ачимовской толщи выделены объекты в пластах Ач1 и Ач2 на Повховском и Выинтойском месторождениях. В отложениях мегионской свиты выделен: на Повховском месторождении - промышленный объект БВ-8; на Ватьёганском - БВ-7, БВ-6, БВ-1, АВ-8, АВ-7, АВ-3, АВ1/2, на Южно-Выинтойском - БВ-7.

Пласт ЮВ-1 развит на большей части площади Повховского месторождения, выявлено 15 залежей, 13 из которых находятся в разработке, в том числе одиночными разведочными скважинами (рисунок 3).



Условные обозначения: 1 – границы тектонических элементов I-го порядка, 2 – границы тектонических элементов II-го порядка, 3 – границы ЛУ ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», 4 – города.

Рисунок 2 - Выкопировка из тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (под ред. В. И. Шпильмана, Н. И. Змановского, Л. Л. Подсосовой, 1998 г.).

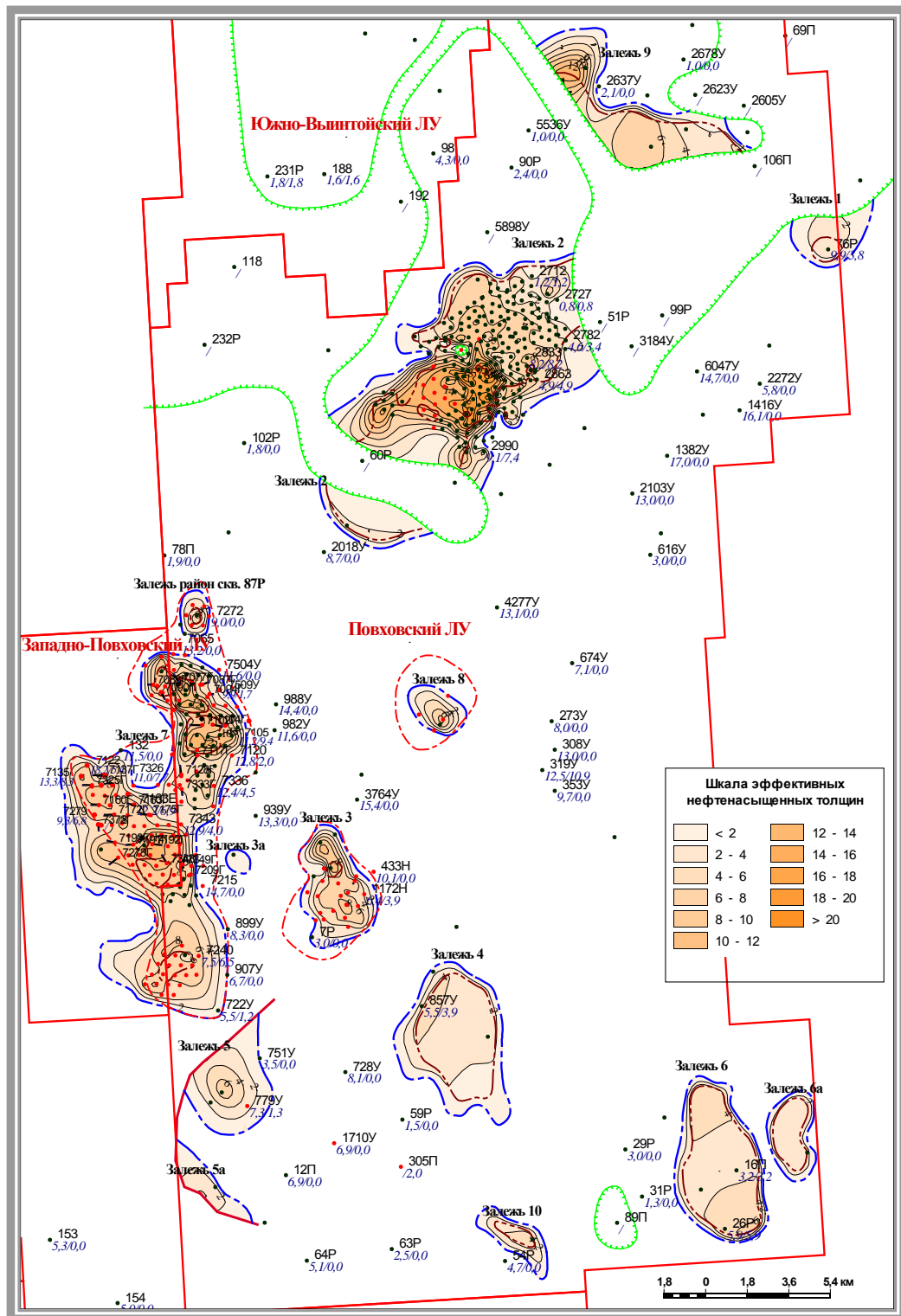


Рисунок 3 - Карта эффективных нефтенасыщенных толщин продуктивного пласта ЮВ-1 Повховского месторождения. Отчёт ООО «КогалымНИПИнефть».

Залежи пластово-сводовые, литологически и тектонически экранированные. На Западно-Повховском участке, изучаемом в данной работе, водонефтяной контакт (ВНК) принят наклонным. В районе скважины № 132Р на абсолютной отметке (а. о.) -2822 м, в западной части залежи в скважинах № 82Р и № 83Р равным а. о. - 2926 м, на остальной части - в интервале а. о.

- 2928 - 2933 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважинах изменяется от 5.2 до 13.7 м, средняя толщина по скважинам – 9.5 м, средневзвешенная по залежи составляет 7.4 м. Залежь пластовая, сводовая. Размеры залежи – 18.0 x 2.4-6.8 км, высота - 35 м (рисунок 4). На Ватьёганском месторождении выявлено 25 залежей, в разработке находятся 18.

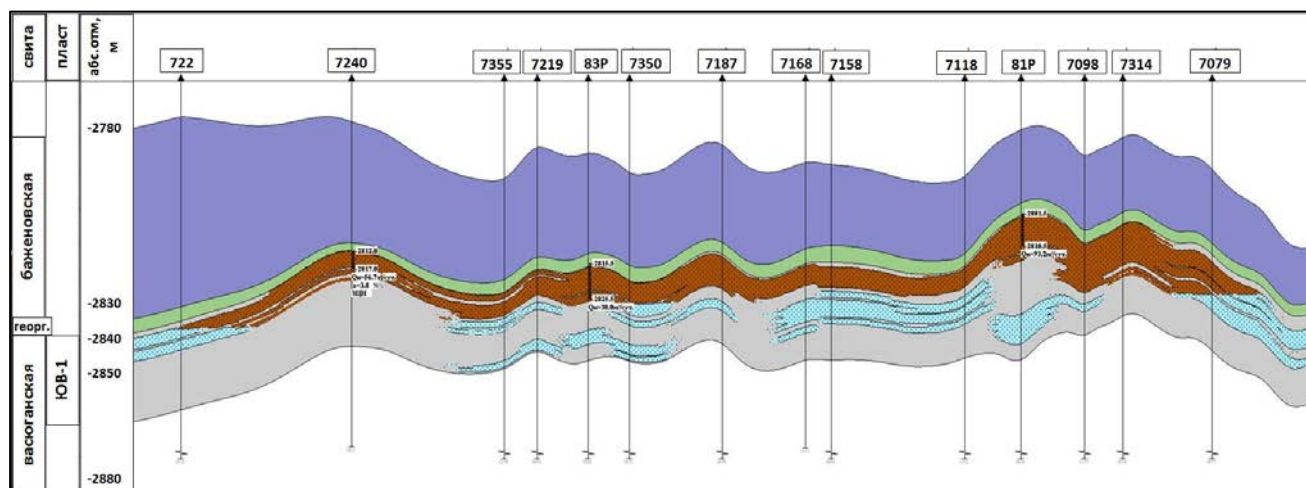


Рисунок 4 - Схематический геологический разрез залежи пласта ЮВ-1 Западно-Повховского участка по линии скважин № 722, 7240, 7355, 7219, 83Р, 7350, 7187, 7168, 7158, 7118, 81Р, 7098, 7314, 7079. Отчёт ООО «КогалымНИПИнефть».

1.4 Изученность методами сейсморазведки

На территории деятельности ТПП «Повхнефтегаз» 3Д сейсморазведка проводилась с 1992 г. по 2012 г. разными исполнителями, главным из которых является ОАО «Башнефтегеофизика» (рисунок 5).

На участках текущего изучения (Повховский лицензионный участок) работали следующие компании:

1). Западно-Повховский участок – ОАО «Башнефтегеофизика 2007-2009 г., интерпретацию выполнило ООО НПЦ «Геостра». Выделили обширное субмеридиональное валообразное поднятие, включающее в себя следующие структуры: а) Северо-Копейтяхинскую, б) Нючакотухтинскую антиклинальную зону (структурный нос), в) Южно-Копейтяхинскую, г) Восточно-Копейтяхинскую, д) Средне-Ватьёганскую. Структуры в основном брахиантиклинальной плановой формы, с извилистыми контурами «замыкающих» изогипс. Имеют место дизъюнктивные нарушения, выявленные как по интерпретации сейсмических данных ООО НПЦ «Геостра» (Г. В. Бурдыгина, К. К. Тимергазин, г. Уфа, 2009 год), так и по данным мониторинга сейсмогеологических моделей при оптимизации эксплуатационного

бурения (А. А. Преженцев, 2011 - 2012 годы, ОМСМ, г. Когалым). Последние выявлены в связи с уточнением положения ВНК на участках эксплуатационных кустов, их различного положения. 2). Северо-Повховский участок - СК «Петро Альянс Сервисис Компани» 1998-1999 г., включая интерпретацию. В пределах территории исследований в осадочном чехле и в фундаменте выявлены следующие структуры III – IV порядка: Северо-Котухтинская брахиантиклинальная зона с локальными положительными складками и Южно-Котухтинский структурный выступ.

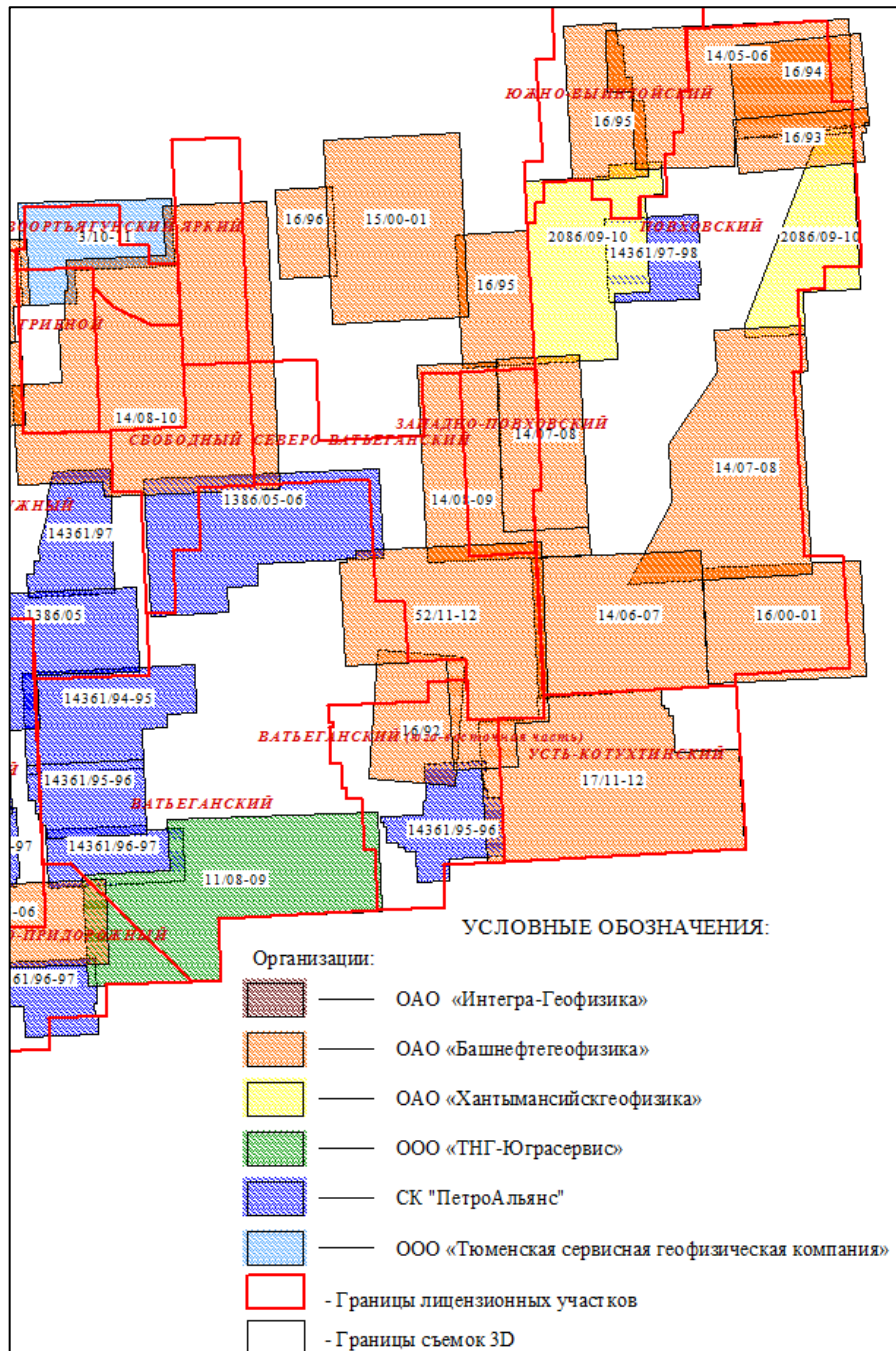


Рисунок 5 - Изученность исследуемой территории 3Д сейсморазведкой. Отчёт ООО «КогалымНИПИнефть».

При выполнении данной работы для подтверждения и выявления малоамплитудных тектонических нарушений, зон повышенной трещиноватости была проведена переинтерпретация волнового поля 3Д сейсморазведки в программном комплексе «PARADIGM» с оценкой мгновенных и интегральных характеристик сейсмических записей. Изучались динамические параметры сейсмических атрибутов по 16 характеристикам с выбором наиболее оптимальных и информативных с учётом особенностей геологического строения того или иного участка, качества сейсмических данных. Более подробное описание представлено в разделе 2.4.

1.5 Литолого-фациальная модель

По данным предыдущих исследователей (Г. В. Бурдыгина, К. К. Тимергазин, ООО НПЦ «ГЕОСТРА», г. Уфа, 2009 г. и др.), пласт ЮВ-1 является достаточно выдержанным по площади и разрезу. В пределах изучаемых участков, его формирование происходило в условиях мелководного шельфа. Толщина пласта колеблется примерно от 20.0 до 26.0 м. Определено присутствие фаций барьерных островов и промоин разрывных течений. Оба типа, выделенные в пределах площади пласта ЮВ-1, характеризуются достаточно хорошими коллекторскими свойствами.

Области развития фации промоин выделяются относительно увеличенными эффективными толщинами песчаников от 12.0 до 15.0 - 20.0 м, в областях развития фации барьерных островов мощность составляет в среднем от 6.0 - 7.0 м до 13.0 - 17.0 м.

Анализ каротажного материала показывает наличие как трансгрессивного, так и регрессивного типов разрезов, в том числе и на соседних скважинах, расстояние между которыми 450-500 м, что говорит о разнонаправленности движения отдельных блоков фундамента и резкой смене условий осадконакопления во время образования продуктивных отложений васюганской свиты (рисунок 6). Работами многих учёных, таких как В. С. Сурков, Т. М. Таруца, Ю. Т. Афанасьев и др., установлено, что фундамент Западно-Сибирской плиты состоит из разновозрастных и разноориентированных блоков, которые периодически испытывали и испытывают вертикальные движения [73]. В последующие геологические периоды при тектонической активности движки блоков происходили по существующим разломам.

Сложность геологического строения прослеживается практически на всей территории Западной Сибири. До сих пор остаются спорными некоторые вопросы строения Васюганской свиты, касающиеся дробной корреляции, взаимоотношений разнофациальных типов разрезов, их объёмов, границ распространения и др. [31, 69, 88].

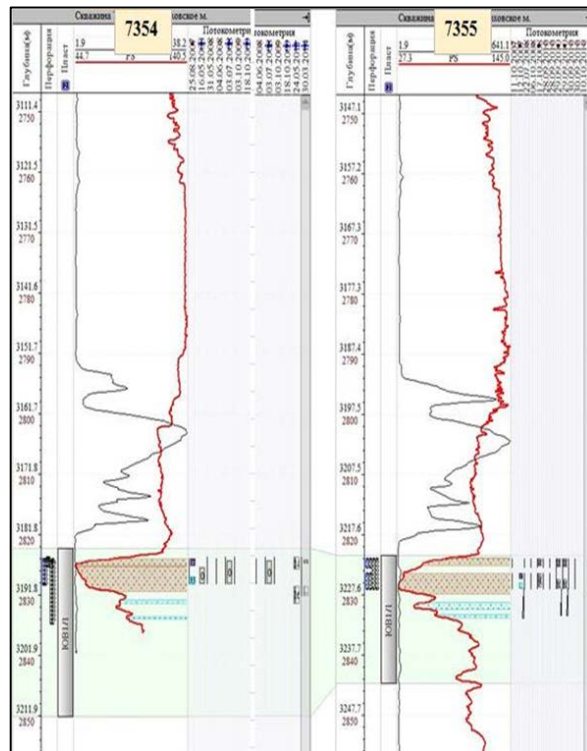


Рисунок 6 - Разрез пласта ЮВ-1 по данным стандартного электрокаротажа скважин №№ 7354, 7355. Западно-Повховский участок.

1.7 Выводы

Рассмотрено геологическое строение пород фундамента и юрских отложений, которые имеют характерные признаки и свойства, определённые на других участках Широкого Приобья. Кровля фундамента хорошо фиксируется сейсморазведкой по отражающему горизонту А. Породы юрской системы несогласно залегают на консолидированном чехле и представлены нижним, средним, верхним отделами. Отмечается многоэтажность расположения нефтяных залежей, что характерно для районов, подвергавшихся активным тектоническим процессам. Залежи нефти открыты в верхнеюрских отложениях - пласт ЮВ-1, ачимовских отложениях - пласты Ач1, Ач2, нижнемеловых отложениях - пласт БВ-8.

Несмотря на длительность разработки Повховского месторождения, изучением особенностей строения, разработки залежей, выявлением каких-либо закономерностей занималось не так много исследователей, особенно по объекту ЮВ-1. Основная часть работ отражает поверхностную картину каких-то явлений, либо статистические результаты проводимых мероприятий (М. Д. Гаджиев, М. Р. Дулкарнаев, А. С. Парфёнов, А. А. Хайруллин) [21, 22, 38, 84, 116].

2. Выявление и прогнозирование распространения участков разуплотнения и тектонических нарушений в отложениях пласта ЮВ-1

2.1 Тектоника Западно-Сибирской плиты

Главные источники тектонических движений и деформаций лежат не в самой литосфере, а в более глубоких недрах Земли, в первую очередь в непосредственно подстилающем литосферу более пластичном и подвижном слое верхней мантии - астеносфере [110]. В последние десятилетия получила широкое развитие научная дисциплина, называемая геодинамикой, которая устанавливает и исследует силы, действие которых порождает процессы, изменяющие состав и строение твёрдых оболочек. Получение новых данных и представлений о геодинамических процессах легло в основу теории тектоники литосферных плит, находящихся в постоянном движении. При раздвижении плит образуется океаническая кора. Земная кора в целом подразделяется на океаническую и континентальную, не считая промежуточной, покрывает всю поверхность Земли. Имеет трёхслойное строение, в частности континентальная кора состоит из: 1). осадочный слой - обычно называемым осадочным чехлом, в состав входят осадочные породы континентального или мелководно-морского происхождения. Скорость продольных волн 2-5 км/с, возрастной диапазон до 1.7 млрд. лет, мощность до 20 км; 2). верхний слой фундамента – в основном состоит из кристаллических сланцев, гнейсов, амфиболитов, гранитов. Скорость продольных волн составляет 4.5-6.5 км/с, возраст архейско-протерозойский, иногда мезозойский, мощность 15-20 км; 3). нижний слой консолидированной коры – состав не достаточно известен, большинством геофизиков считается пластичной. Скорость продольных волн составляет 6.4-7.7 км/с. На дневную поверхность нигде не выведен [108] .

В тектоническом отношении Западная Сибирь представляет собой часть молодой Урало-Сибирской платформы. В мезозойско-кайнозойский этап, в его начальной стадии, проявился рифтогенный процесс под воздействием глубинных мантийных процессов, который является частью глобального рифтогенеза, охватившего в целом территорию сверхконтинента Палеопангея (рисунок 7) [56]. В центральной части происходило интенсивное прогибание и растяжение земной коры. Интенсивным было и пострифтовое прогибание, особенно на этапе формирования нижнеплитного комплекса - верхний триас, нижняя и средняя юра [51]. В рельефе поверхности фундамента находит чёткое отражение система грабен-рифтов с сопутствующими им многочисленными разломами, разбивая её на блоки [57, 111]. Процесс рифтогенеза очень сложный и до конца не изученный. У земной поверхности растяжение в

континентальных рифтах происходит посредством сбросовых смещений, на которые значительное влияние оказывает изменение механических свойств пород с глубиной, что приводит не только к хрупким деформациям, но и к вращению, опрокидыванию отдельных блоков при их опускании по причине нахождения в нижней части коры яруса пластических деформаций, согласно модели Р. Смита (рисунок 8). При допущении, что в средней части коры существует переходный ярус деформаций, смещение может рассредотачиваться по множеству мелких сколов или субгоризонтальных поверхностей смещения [16, 41, 42, 66, 55, 114]. Горизонтальные смещения и малоамплитудные нарушения практически не фиксируются 3Д сейсморазведкой.

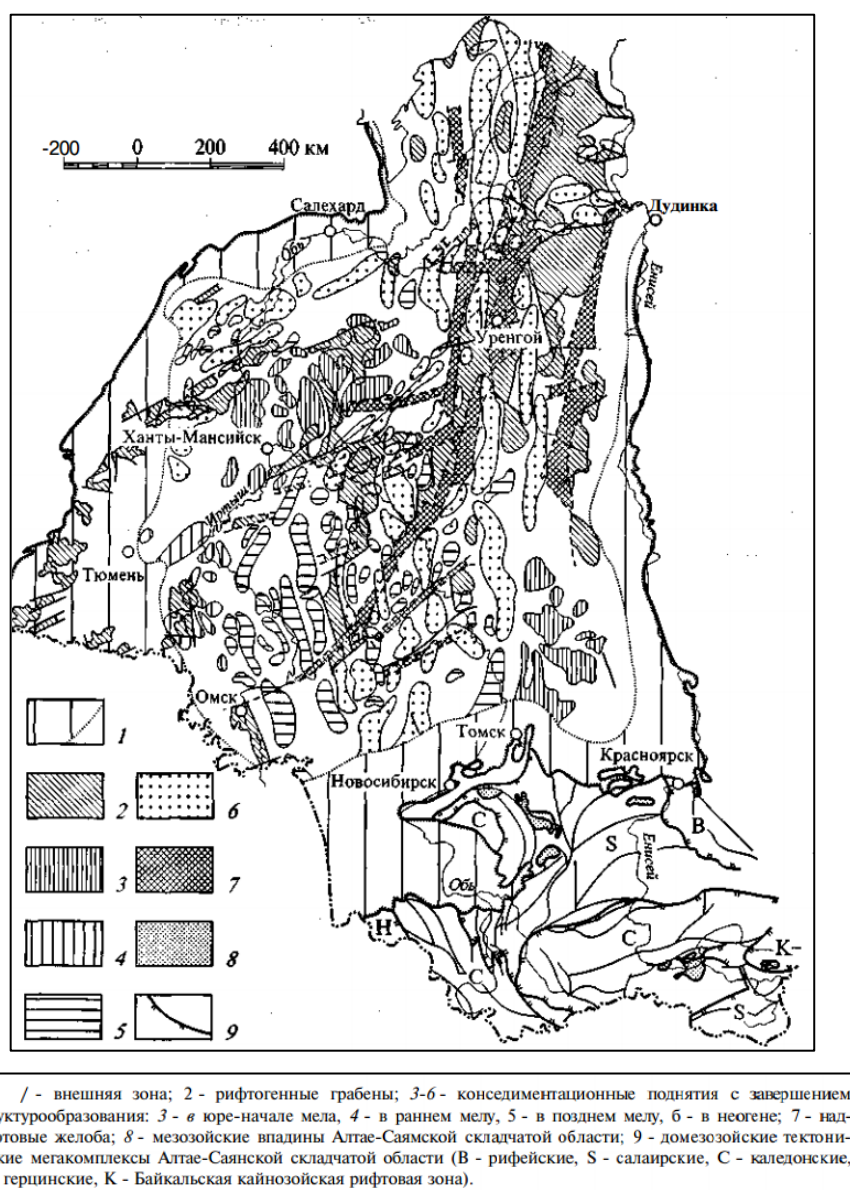


Рисунок 7 - Тектоническая схема Западной Сибири, мезозойско-кайнозойские структурно-формационные комплексы по А. В. Абрамову, О. Г. Жеро, А. Э. Конторовичу, В. П. Коробейникову, Б. Г. Краевскому, В. Н. Крамнику, Л. В. Смирнову, В. С. Суркову.

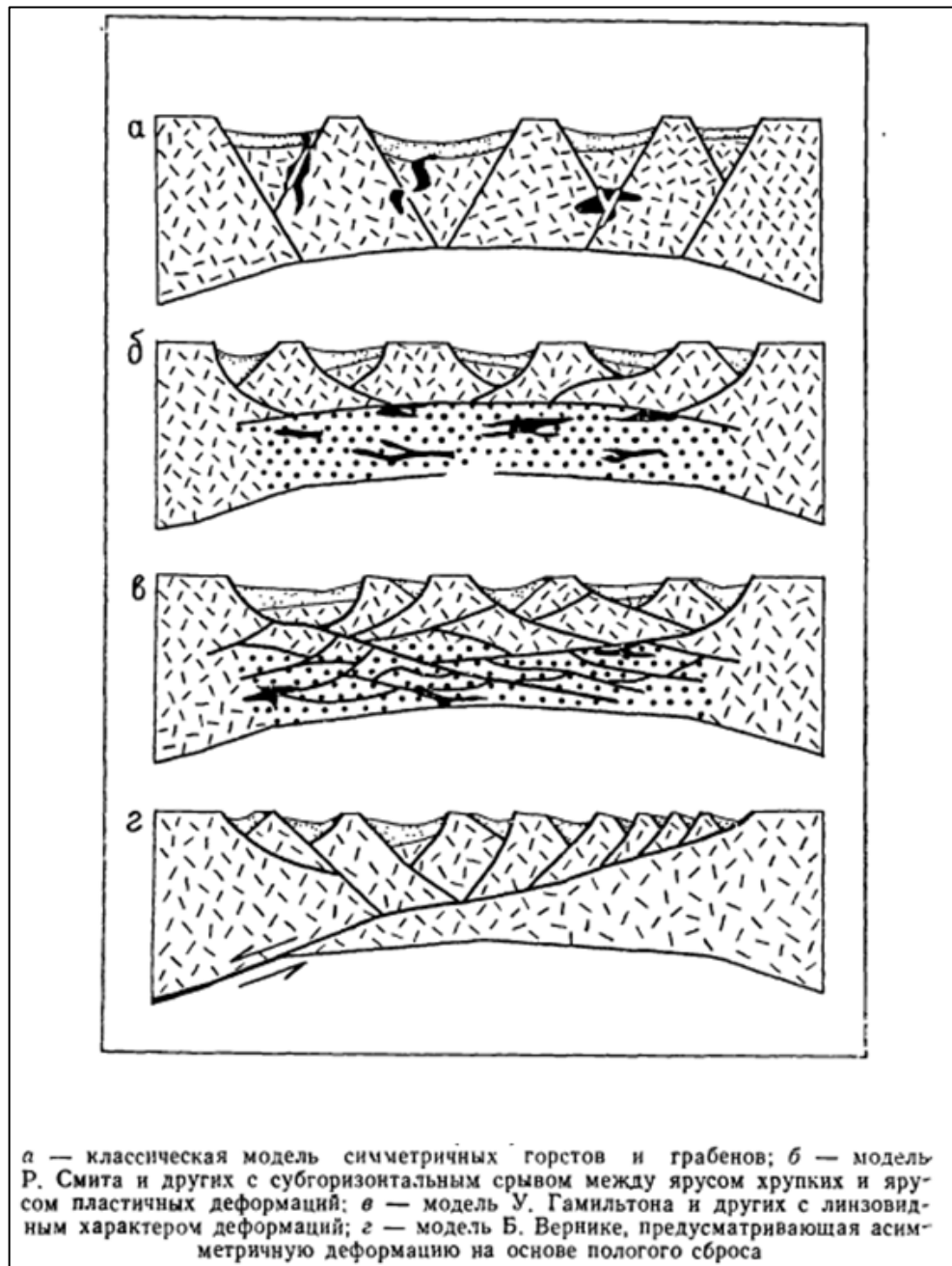


Рисунок 8 - Модели континентального рифтогенеза. По Р. Алмендингеру и др. (1987).

Унаследованный характер структуры юрских отложений не вызывает сомнения. Нисходящее движение рифтовых зон и интенсивное восходящее движение межрифтовых поднятий создали основную структурную расчленённость мезозойско-кайнозойского чехла [72]. Последующие периоды активизации тектонических процессов приводили к движению блоков по существующим разломам, способствовавших дальнейшей деформации осадочных пород, в первую очередь юрских отложений. Часть тектонических нарушений затухала в пределах нижней, средней юры, часть достигала васюганской свиты, к которой приурочен продуктивный пласт ЮВ-1 Повховского участка. Некоторые разломы имеют сквозной

характер, достигая пород нижнего мела, с которыми большинство исследователи связывают многоэтажность месторождений нефти и газа. Нефтепроявления от базальных горизонтов до подошвы васюганского флюидоупора наблюдаются на Большой, Бованенковской, Краснотенинской, Ловинской, Малоключевской, Вахской, Варь-Еганской, Верхне-Коликъеганской, Северо и Средневасюганской, Герасимовской, Нижнетабаганской, Казанской, Калиновской и др. площадях, где по данным сейсмогеологических работ выявлены глубинные разломы, проникающие из консолидированного фундамента в породы осадочного чехла [43, 50, 90].

Тектонические нарушения выражены обычно целой зоной параллельных или сменяющих друг друга кулисообразных разрывов. Ширина зон может измеряться от единиц до нескольких десятков километров. По некоторым возможны знакопеременные движения, одно и то же крыло может то подниматься, то опускаться [4, 112]. Например, в пределах Сургутского свода поверхность фундамента характеризуется чередованием нешироких горстов, грабенов различной амплитуды, достаточно хорошо фиксируемых и в толще юрских отложений [10, 81, 107].

Когалымский район и изучаемый участок, к которому относится Повховское месторождение, находится в области активного рифтогенеза мезозойско-кайнозойского периода, в непосредственной близости к Аганскому рифту [80]. Поверхность фундамента осложнена дизъюнктивными нарушениями, подтверждёнными данными 2Д, 3Д сейсморазведки, что не вызывает сомнений. Справедливо предположить, что часть разломов продолжают своё развитие в юрских отложениях с разной степенью проникновения. Несомненна и их роль в формировании залежей нефти, влиянии на разработку. Не принятие данного факта ведёт к значительному снижению потенциала разрабатываемых залежей и геологоразведочных работ из-за существенных различий между принятой на сегодняшний день пликтивной теории формирования осадочных отложений. Данные различия наглядно показаны на рисунке 9.

Существует также геосолитонная концепция, по которой причиной формирования в осадочных бассейнах зон субвертикальной деструкции и многоэтажных залежей нефти является дегазация земного ядра, проявляется посредством выброса и вертикальных подъёмов плазменных компонентов (плюмов), сопровождается землетрясениями. Достигающие нижней части земной коры плазменные элементы, состоящие в основном из ионизированного водорода, взаимодействуют с кислородом и водородом, образуя воду. Явление дегазации открыл Российский учёный В. И. Вернадский. Основным идеологом, развивающим данную теорию, является Российский учёный, профессор Р. М. Бембель. Геосолитонная дегазация Земли находит всё больше подтверждений и сторонников. В результате данного процесса происходят

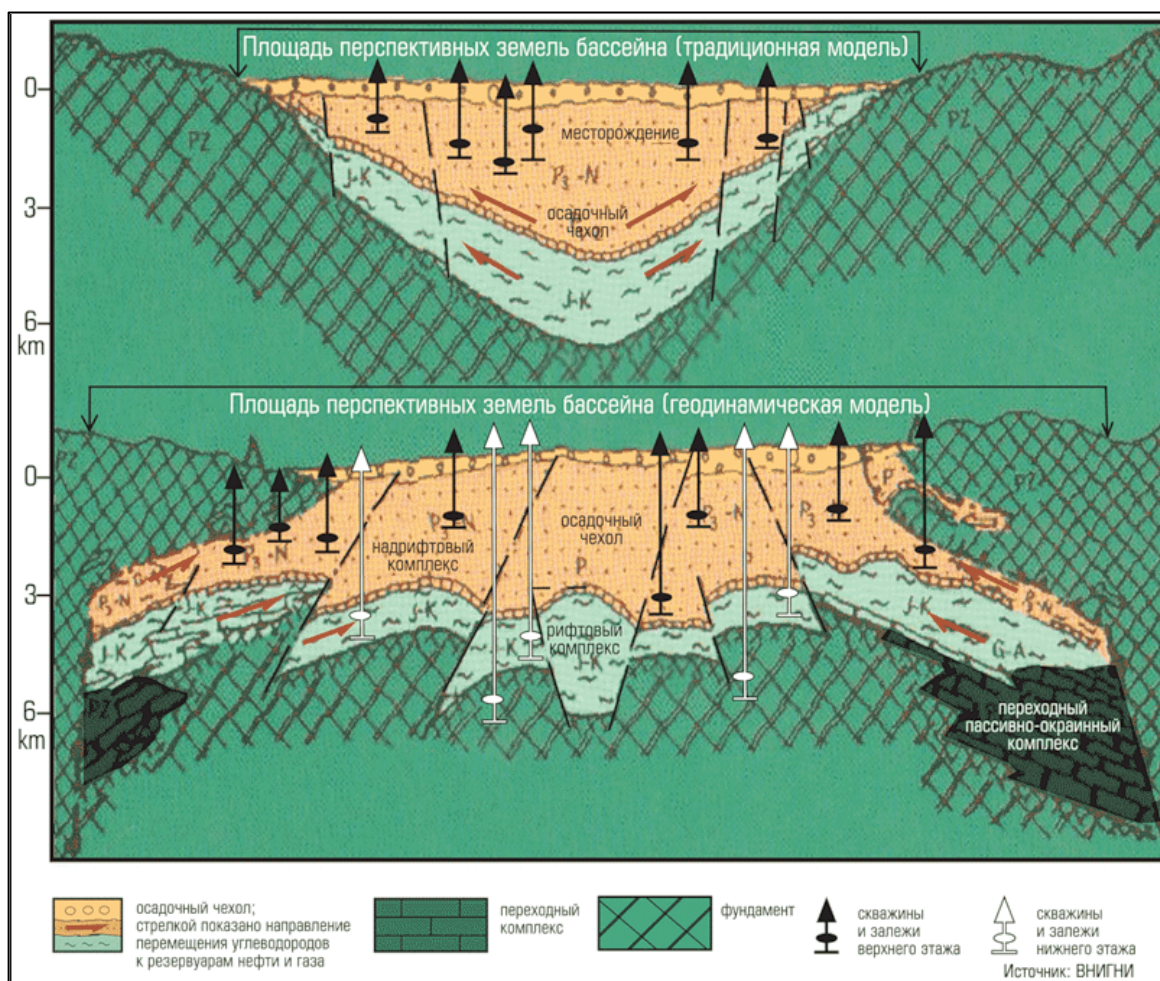
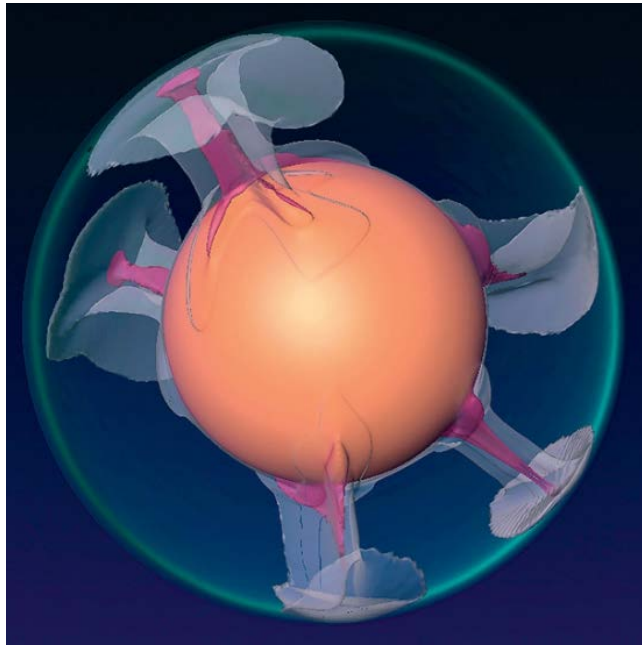


Рисунок 9 - Сравнение принципиального строения нефтегазоносного бассейна при традиционной пликативной и разломно-блоковой тектонике. ВНИГНИ В. Шейн.

провалы земной коры, а образовавшиеся флюиды по системе трещин устремляется в верхнюю часть земной коры и на поверхность Земли (рисунок 10, 11). Ключевым моментом являются термодинамика и физико-химические превращения вещества в геосолитонных трубках и их окрестностях на всём интервале движения геосолитонов [5, 6, 11, 80]. На определяющую роль глубинных процессов, происходящих в мантии, влияющих на распределение континентов и океанов указывал советский геолог В. В. Белоусов [4], австралийский геолог У. С. Кэри [65]. Органические остатки в осадочных породах являются лишь некими маркерами, а не основным источником нефтеобразования. Основные подводящие каналы или глубинные разломы имеют сеть многочисленных оперяющих нарушений, субвертикальных зон деструкции (геосолитонных трубок), часть которых имеют незначительные размеры и их обнаружение стало возможным только при широком применении высокоразрешающей 3Д сейсморазведки. Подтверждение получили при случайном вскрытии эксплуатационными добывающими скважинами, давшими сверхвысокие и продолжительные притоки нефти, кратно отличающиеся от окружающих.



Рисункок 10 - Схематичное отображение геосолитонной концепции дегазации Земли. По Р. М. Бембелю.

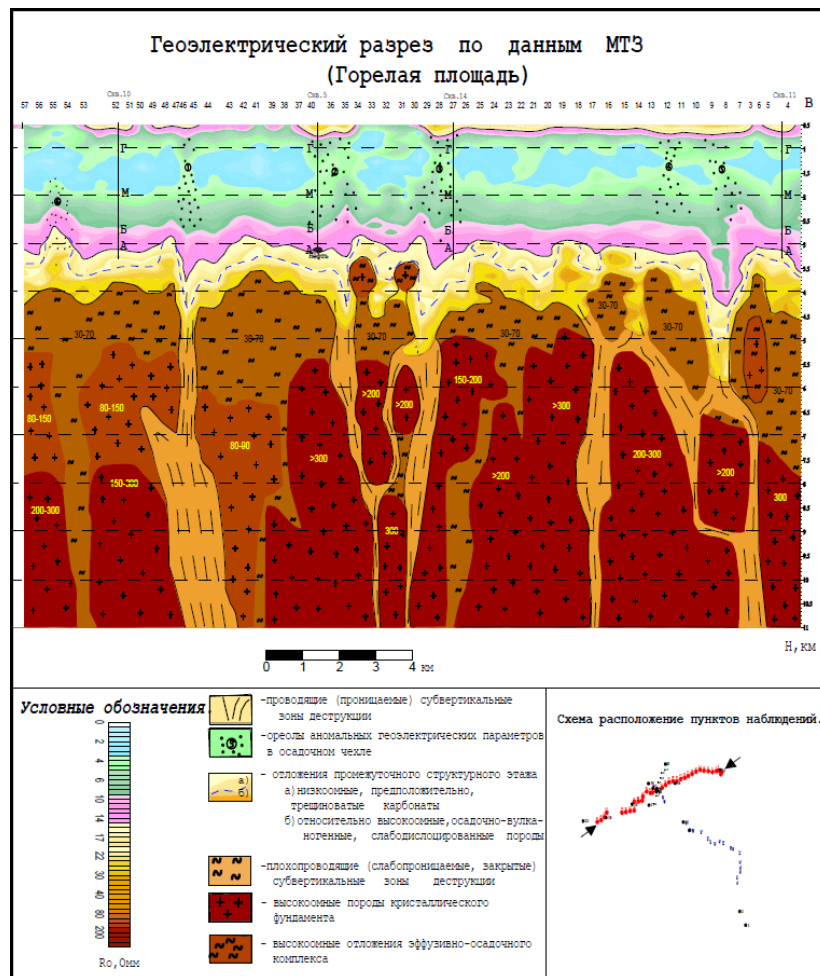


Рисунок 11 - Геоэлектрический разрез по данным магнитотеллурического зондирования (МТЗ) Горелой площади. Р. М. Бембель.

Геосолитонная концепция не противоречит существующим на сегодняшний день данным о строении земной коры, в частности Западно-Сибирской низменности, нефтяных и газовых залежей, их образованию и многоэтажности, наличию многочисленных и разнообразных тектонических нарушений, зон субвертикальной деструкции, сопутствующим их горстов-грабенов, осложняющих поверхность фундамента [115, 120]. При изучении Повховского месторождения обнаружены аномальные участки, причины появления которых могут объясняться также с позиции геосолитонной концепции развития Земли, что в работе будет отмечено ниже.

2.2 Краткие тектоническо-динамические теоретические аспекты формирования модели тектонической обстановки изучаемого участка в интервале кровля палеозоя - юрский комплекс

Как известно, тектоника изучает происхождение, развитие и последствия диастрофических процессов, происходящих как в мегаструктурно-тектонических комплексах - плитах, их фундаментах, в осадочном чехле, так и в отдельных локальных структурно-тектонических подразделениях, стратифицированных в рамках одной свиты. С физической точки зрения эти процессы сводятся к взаимным преобразованиям различных форм энергии, например тепловой в потенциальную (поднятие участка плиты подкоровыми конвективными течениями и, как следствие, формирование складчатости и разрывов в отдельных комплексах), потенциальной в кинетическую (гравитационное скольжение и формирование турбидитных холмовидных фаций), кинетической в упругую (сжатие пород перемещающимися блоками - террейнами, плитами), кинетической в потенциальную (растяжение - локальный спрединг с формированием трещинных зон субвертикальной деструкции горных пород) [115]. Решающая роль в окончательном проявлении диастрофизма принадлежит силам, возникающим во время этих преобразований. Эти силы создают напряжения внутри массивов горных пород, приводящие к нарушению их первичного залегания или к разрывам - разрушениям. Виды деформаций и разрушений интересны с одной стороны, как отражение современной структуры массивов горных пород, с другой - как предпосылки для предположений о причинах и механизме развития диастрофических процессов. Факторами, приводящими к деформациям и разрушениям горных пород с последующим формированием трещинных коллекторов (ловушек и залежей УВ), являются общепринятые физические понятия - сила, величина которой определяется давлением или нагрузкой. В терминологическом аспекте непосредственное механическое воздействие одного тела (геологической единицы) на другое будем называть нажимом. В отношении же внутренних сил, возникающих например, в сводах складок во время их образования, следует применять понятие напряжений. Напряжение является мерой

внутренних сил, возникающих в твердом теле вследствие действия приложенных к нему внешних сил или других факторов, стремящихся деформировать это тело.

Деформации и разрушения представляют результат общего напряженного состояния, а не только напряжения, действующего вдоль некоторой избранной оси. Деформации представляют изменение формы, объема или одновременно и формы, и объема тела. Изменение формы дает видовую деформацию, изменение объема - объёмную деформацию. В тектонике деформации могут возникать под давлением внешних сил (давление), силы тяжести, тепловых изменений, кристаллохимических и фазовых преобразований. С тектонической точки зрения к деформации относится и самодвижение (перемещение) тектонических структур в пространстве, даже если их форма и объём при этом не изменяются (например, перемещения структурных блоков, ограниченных сбросами). При рассмотрении такого перемещения в более широком масштабе (например, движение покровов в сопоставлении со всей подвижной зоной) всегда выявляется, что под его влиянием тектоническая единица более высокого порядка подвергается изменениям, которые входят в понятие деформации.

Конечным эффектом процесса деформации может являться разрушение - резкая потеря или максимальное уменьшение сплошности пород.

Тектоническими силовыми функционалами следует считать - сжатие (сдавливание, компрессия), растяжение, сдвиг, изгиб и кручение. Соотношения между напряженной системой и системой силовых функционалов непостоянны и сложны. Они зависят от характера деформируемого тела, его начальной формы, способа приложения нагрузки (площадной, линейный, точечный) и скорости ее приложения.

Отмечу некоторые особенности тектонических силовых функционалов. Одноосное (однонаправленное) сжатие вызывает проявление сжимающих условий в направлении действия силы сжатия и растягивающих усилий по плоскостям, перпендикулярным к этому направлению. Одноосное растяжение вызывает растягивающие усилия в направлении действия растягивающей силы и сжимающие усилия по плоскостям, перпендикулярным к этому направлению.

Сдвиг какого-либо элемента под действием пары сил вызывает в нем стремление к вращению (ротации). Этому стремлению препятствует проявление пары сил противоположного направления. В условиях, когда элемент не имеет возможности свободного вращения, деформация стремится к искажению данного элемента. Оси максимального и минимального напряжений проходят диагонально по отношению к векторам сил, ось промежуточного напряжения перпендикулярна к плоскости действия векторов. При простом сдвиге оси крайних напряжений по мере развития деформации меняют свое положение (ось промежуточного напряжения не перемещается). Такие деформации в тектонике терминологически определяются

как вращательные деформации. Имеет место также особенный вид сдвига, в котором ни одна ось напряжения в процессе деформации не изменяет своего положения. Такой случай можно назвать невращательной деформацией, к которой относятся также сжатие и растяжение. В качестве примера структуры, образующейся в основном в результате невращательной деформации, можно назвать симметричную стоячую антиклиналь, а структуры, образующиеся в результате вращательной деформации - сильно ассиметричную или наклонную антиклиналь [23].

Изгиб (рисунок 12) проявляется наиболее часто в процессах складкообразования, поэтому его следует рассматривать на примере изгибаемого слоя, где во внешней (выпуклой) части образующейся дуги возникают растягивающиеся усилия, а во внутренней (вогнутой) - сжимающиеся. Значения этих напряжений резко уменьшаются в направлении внутренней части слоя и достигают нулевого значения вдоль некоторой поверхности, в общих чертах отражающей очертания внешних поверхностей. Расположение этой нейтральной поверхности внутри сминаемого слоя зависит от многих обстоятельств, но обычно она находится ближе к внутренней поверхности дуги.

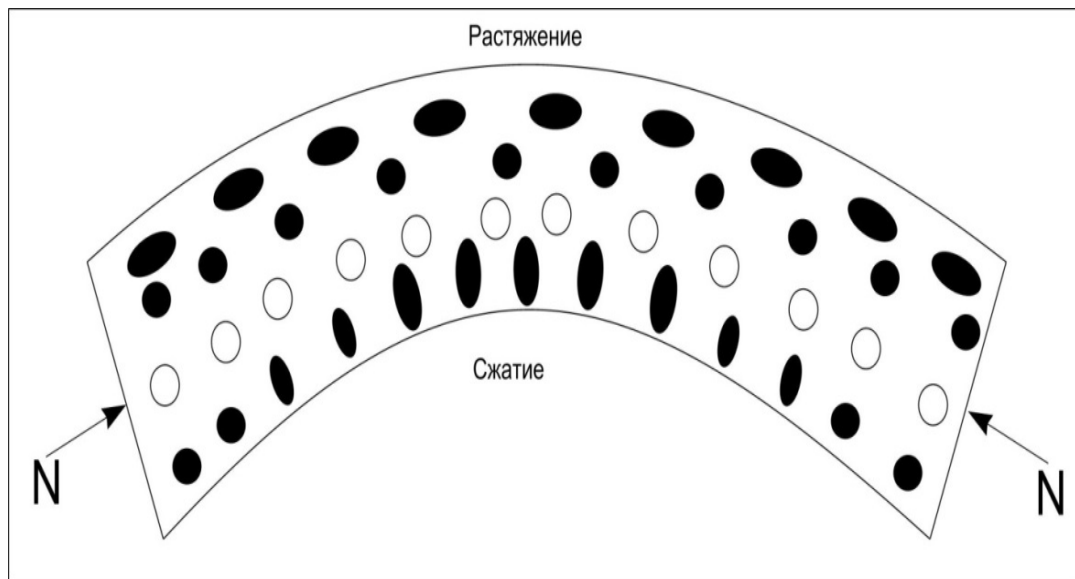


Рисунок 12 - Система напряжений в изгибаемом слое. Отчёт ООО «КогалымНИПИнефть».

Кручение в тектонике может происходить в итоге проявления на определенной площади вертикальных движений с разной амплитудой или разной направленностью (рисунок 13).

Важнейшим элементом механической характеристики тел является степень их однородности и изотропности. Однородным (механическим) телом является такое тело, которое во всех своих точках характеризуется одинаковыми механическими свойствами, а неоднородным - тело с разными свойствами в разных точках.

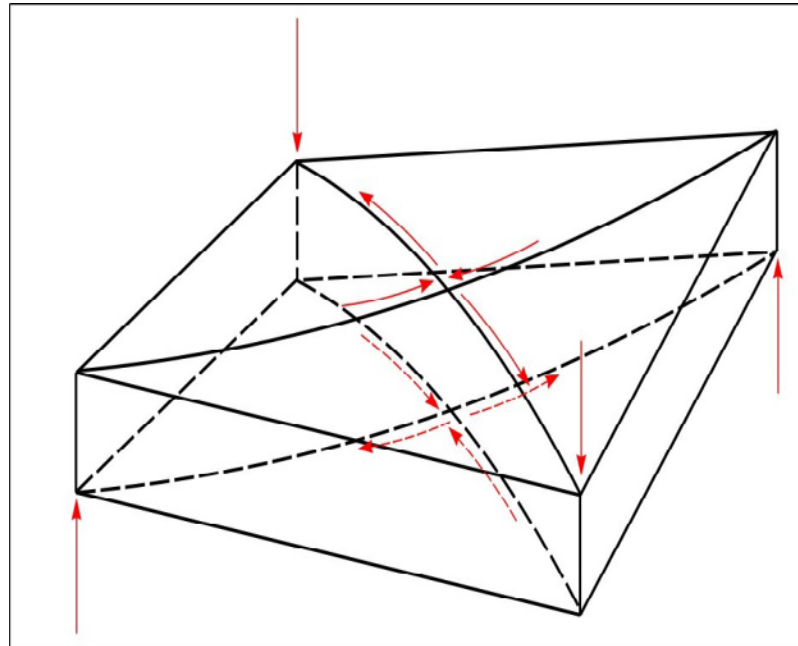


Рисунок 13 - Система напряжений при формировании антиклинальной складки в результате скручивания.

Примером типичной тектонической обстановки, в которой проявляется данный признак, является складкообразование в свите слоев, отличающихся разной податливостью на смятие. В таких условиях часто возникают сложные дисгармонические структуры (рисунок 14).

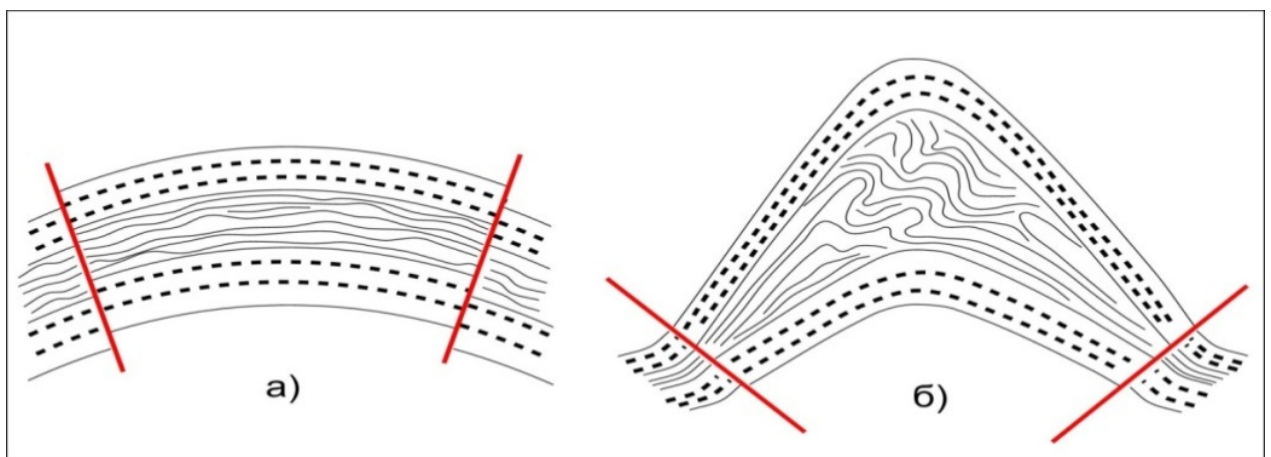


Рисунок 14 - Две стадии формирования дисгармонической антиклинали, сложенной песчаниками (а) и глинистыми сланцами (б).

Так как часть тектонических нарушений затухает в ниже- и среднеюрских отложениях или являются малоамплитудными, схематично основные процессы образования зон повышенной трещиноватости или незначительных нарушений сплошности пород изображены на рисунке 15.

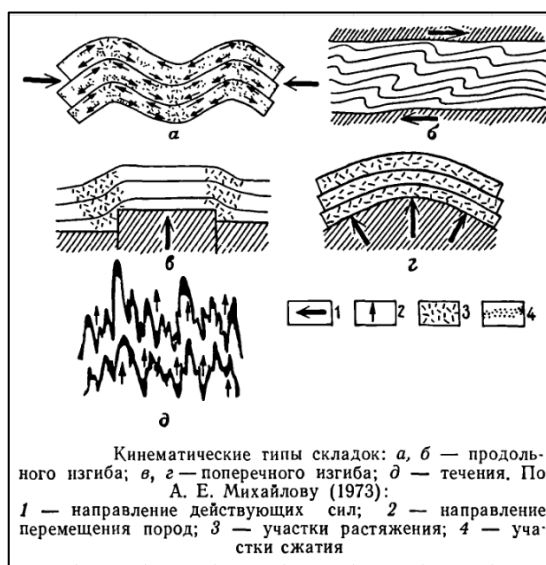
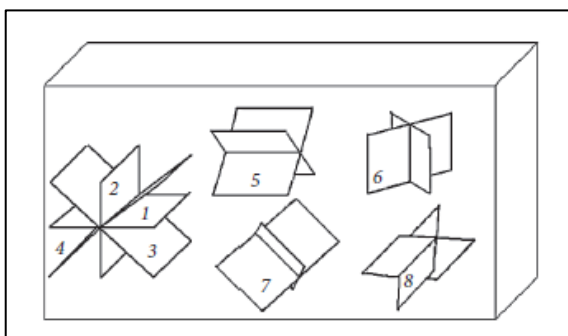


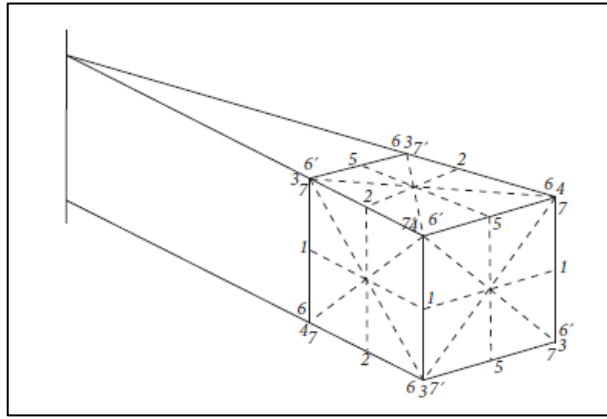
Рисунок 15 - Схема кинематических типов складок. По А. Е. Михайлову (1973).

Составные компоненты пород, отличающиеся повышенной плотностью, могут не только препятствовать, но и благоприятствовать развитию тектонических трещин. В местах сочленения таких механических неоднородных участков среды, подвергающихся воздействию тектонических сил, происходит концентрация напряжений, которая является местом зарождения процессов разрушения (рисунок 10, А и Б). Такую роль могут играть даже весьма незначительные неоднородности пород типа микроскопических трещинок, гранулометрических границ и даже дефектов кристаллической решетки. Совокупность трещин и контактов слоёв пород в массиве образует некую ослабляющую решётку, в значительной мере определяющую поведение деформирующегося массива и его элементов. При выраженной слоистости горные породы имеют две или более ортогональных или неортогональных систем ослаблений. При математическом моделировании сложных геомеханических процессов задачи решаются с учётом плоской деформации или осевой симметрии (рисунок 16, 17) [82, 109].



Условные обозначения: 1 - 4 системы с простиранием поперёк плоскости деформации; 5 - 8 парные ослабления в плоскости деформации.

Рисунок 16 - Схема восьми систем трещин, учитываемых в условиях плоской деформации.



Условные обозначения: 1-система горизонтальных трещин; 2 – окружных вертикальных трещин; 3,4 – окружных наклонных трещин; 5- вертикальных радиальных трещин; 6, 6',7,7'- взаимосвязанные системы трещин в радиальных наклонных направлениях.

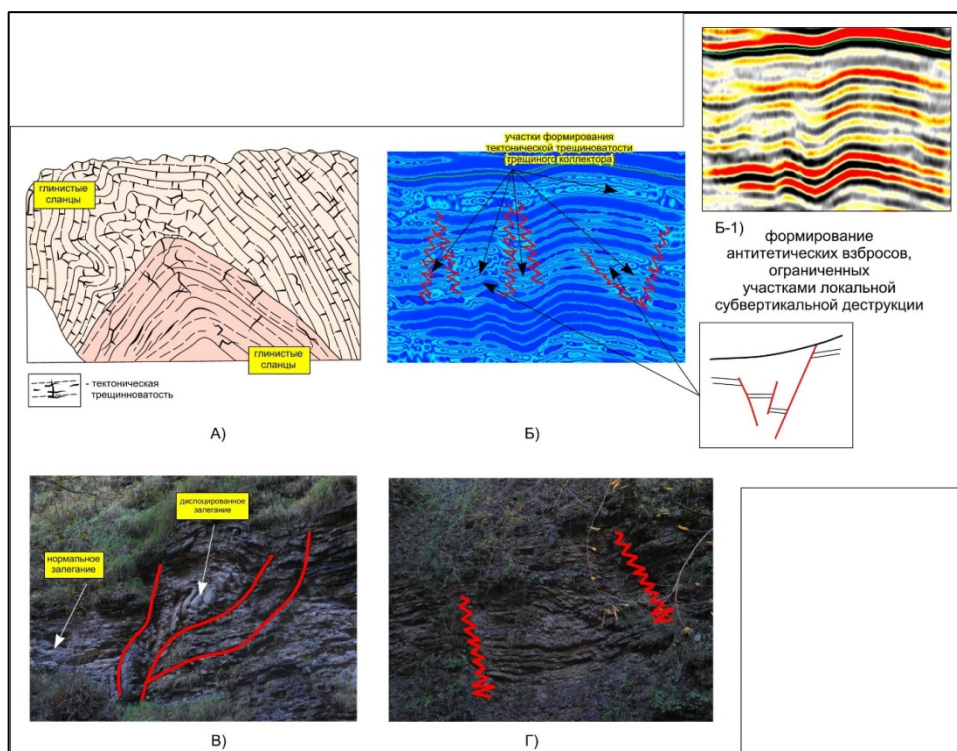
Рисунок 17 - Схема фиксированных направлений возможных систем трещин при осесимметричном деформировании.

Внесём в теоретическую часть изучаемого вопроса следующие понятия. Механическим изотропным телом будем называть такое тело, которое по всем направлениям проявляет одинаковые механические свойства, анизотропным - тело с разными свойствами по разным направлениям. Примером тектонического значения этого признака является складкообразование, которое не может происходить в совершенно изотропной среде. Породы тем больше податливы на смятие, чем больше степень их анизотропии, обусловленной густотой межслойных поверхностей, более или менее четкой ориентированной текстурой и т.п.

На рисунке 18 (А) приводится модель формирования трещиной системы микроразрывов при смятии пачки слоев однообразного литологического состава, но с разными толщинами - за счет данного различия в относительно тонких пачках (до 10,0 м, хочу подчеркнуть, что это предел разрешающей способности сейсмических волн) могут возникать сложные дисгармонические структуры (рисунок 18, В и Г). Может иметь место формирование внутри пластов антитетических разрывов (взбросов), разрывные смещения таких дизъюнктивов уменьшают гипсометрический эффект наклона слоёв и на временных разрезах проявляются только при выборе определенных параметров и шкалы - это видно из сравнения рисунка 18 - части Б и Б-1.

Таким образом, значительная часть участков пород, подверженных локальным тектоническим нарушениям, вызывающих образование малоамплитудных сдвигов и зон повышенной трещиноватости, при обычной интерпретации сейсмического волнового поля могут не выявляться, особенно при интерпретации пластов мощностью до 15 м из-за технических ограничений метода 3Д сейморазведки. Соответственно, часть разломов с малой

амплитудой не выявляется, тектонические движки горизонтального характера также не картируются.



Условные обозначения: А) смятие пачек слоев однообразного литологического состава, но с разными толщинами; Б) фрагмент временного разреза с участками локальной субвертикальной деструкции и формированием трещин растяжения; В-Г) тектонические формы участков трещиноватых зон.

Рисунок 18 - Формирование трещинной системы разрывов сплошности при смятии пачки слоев однообразного литологического состава, но с разными толщинами, возникновение сложных дисгармонических структур. Отчёт ООО «КогалымНИПИнефть».

Фактически, при моделировании процессов трещинообразования и деформации пород, проводятся упрощения и рассматриваются практически идеальные условия. В реальной обстановке горные породы подвергаются более сложным воздействиям сил, связанных с геотектоникой, гидродинамикой, имеют более сложное строение и структуру, что приводит к образованию сложных систем трещин и разрывов сплошности, как правило не картируемых существующими методами исследований, в том числе 3Д сейсморазведкой.

Разрывное смещение – разрыв, разлом, сброс - это разрыв сплошности пород вдоль некоторой поверхности и перемещение по этой поверхности.

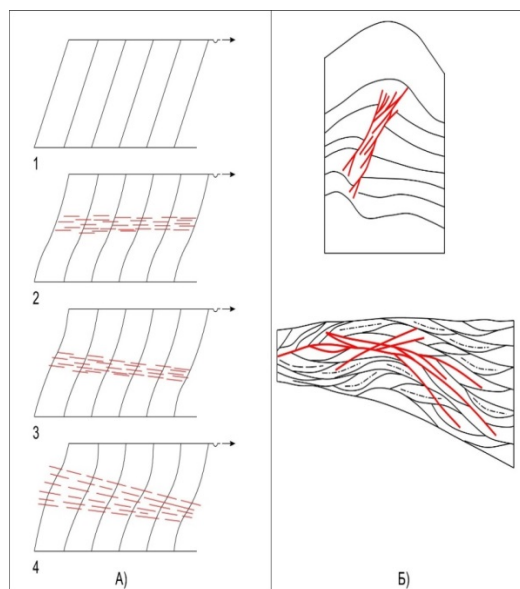
Из самого определения разрывного смещения следует, что вдоль всякой поверхности разрывного смещения действует касательное напряжение, что и является причиной перемещения. Однако это не значит, что все поверхности разрыва образовались под влиянием

такого напряжения. Разрывы могли возникнуть раньше (до процесса перемещения) и по другим причинам, и лишь впоследствии по поверхности такого разрыва может произойти смещение. Когда разрыв сплошности горной среды и перемещение происходит одновременно, говорят о первичном разрывном смещении. Когда же перемещение происходит по ранее образованной поверхности разрыва, тогда смещение по разрыву будет вторичным.

С точки зрения механизма образования поверхности смещения разрыва и перемещения по этой поверхности, разрывные нарушения подразделяют на разрывы хрупкого и вязкого типов.

Разрывные смещения хрупкого типа представляют поверхности разрушения, образующиеся на отрезке упругой деформации, когда касательное напряжение превысит прочность на сдвиг. Разрывы хрупкого типа свойственны «хрупким» условиям деформации. В таких условиях породы подвергаются интенсивному дроблению, в связи с этим разрывы сопровождаются широкими зонами трещиноватости и дробления окружающих пород, а трещины заполнены обломочной брекчией.

Разрывные смещения вязкого типа представляют поверхности разрушения, образующиеся на отрезке необратимой деформации, когда деформация в зонах, подверженных сдвигу, превысит вязкость материала в данных условиях. Внешние эффекты от такого типа дизъюнктивной дислокации представлены на рисунке 19, А [70].



Условные обозначения: А) образование сдвигов и постепенная концентрация движения по мере развития остаточной деформации, которой способствует структурная перестройка; Б) разрывы вязкого типа в пластичных глинистых породах с примесью песчаного материала.

Рисунок 19 - Механизм образования и разрывы вязкого типа.

За тектонической перестройкой следует проявление мелких сдвигов, первоначально

рассеянных по всей массе породы, затем развивающихся в более узкой зоне и, наконец, формируется одна поверхность разрушения, на которой концентрируется всё дальнейшее движение. Происходит концентрация перемещения, конечным результатом которой является система главных сдвигов, перемежающихся с второстепенными сдвигами, возникших на ранних стадиях концентрации. Эти сдвиги являются генетическим эквивалентом разрывов вязкого типа. Такие разрывы группируются в целые серии и сопровождаются многочисленными параллельными трещинами и разрывами подчиненного значения. Часто наблюдаются характерные пучки разрывов и трещин, разделенные ненарушенными зонами.

Разрывные смещения этого типа весьма часто образуют сопряженные системы. Вместо крупнообломочного материала дробления в таких случаях часто наблюдается мелкообломочная брекчия, тектоническая «мука» и милониты. На стенках разрывов встречаются мелкие складки волочения и макроскопически заметные признаки текстурной ориентировки. Часто наблюдаются приразломные пластические изгибы слоев. По своему простиранию разрыв вязкого типа может пересекать участки с разными стадиями процесса концентрации скольжения. Отсюда происходят частые разветвления, раздвоения и т. п., и на концах разрыва, где амплитуда смещения затухает и концентрация движения минимальная, образуются многочисленные ответвления (рисунок 19, Б). На продолжении разрывов вязкого типа развиваются обычно структуры полностью или частично пликативные: на продолжении сбросов - флексур, взбросов - ассиметричные антиклинали, сдвигов - резкие изменения простирания слоев или флексурные складки с крутопадающей осью.

Почти все разрывные нарушения, если они не соединяются с другими разрывами или не примыкают к такой среде, где их развитие невозможно, постепенно затухают. Затухание связано с рассеянием энергии разрывного смещения, что может совершаться путём:

- а) превращения разрывного смещения в пликативную деформацию - флексуру, складчатую форму (характерно для разрывов вязкого типа);
- б) рассредоточения смещения по разрыву на ряд мелких подвижек (разрывы вязкого типа), часто сопровождаемых интенсивной трещиноватостью (разрывы хрупкого типа). Мной предполагается существование в районе исследований разрывов обоих типов.

Проявление геодинамической активности, в том числе и неотектоники, обусловленной процессами флюидодинамики, связывается зонами деструкции горных пород (динамически напряженными зонами, разуплотнения, ослабленными и т. д.). Подобные субвертикальные и субгоризонтальные геологические объекты - тонкие пучкообразные каналы, называемые: субвертикальными зонами деструкции; субвертикальными геологическими телами; динамически напряженными зонами и др., с различной внутренней структурой, но с общими закономерными свойствами, известны в большинстве нефтегазоносных районов Западной

Сибири, России и мира в целом [11, 6, 14, 7, 9, 87].

Можно отметить следующее:

- 1). выявление зон деструкции на временных сейсмических разрезах основано на совокупности признаков, обусловленных генетической природой этих геологических объектов;
- 2). одним из наиболее частых проявлений геодинамической активности являются системы унаследованных положительных малоразмерных по латерали структурных элементов с переменной высотой, как правило, убывающей снизу вверх на временном разрезе от отражающих границ фундамента к отражающим границам верхней части осадочного комплекса;
- 3). высоты и диаметры отдельных зон деструкции могут значительно отличаться друг от друга, образуя сложно-построенную систему структурных элементов даже в пределах одного месторождения. Благодаря этому свойству зон деструкции, на месторождениях Западной Сибири есть предпосылки для существования многопластовых локальных залежей с переменным этажом нефтегазоносности и ступенчатым характером водонефтяного контакта (ВНК) в отдельных интервалах разреза;
- 4). в осевой части наиболее геодинамически активных зон деструкции, чаще в прифундаментной части разреза, степень деструкции горных пород может быть настолько высокой, что наблюдается потеря отражающей способности от тех интервалов разреза, по которым на всей площади месторождения регистрируются высокоамплитудные отражения. Подобная степень деструкции может служить косвенным признаком разрушения покрышек и локальных разрывных нарушений. В сводовой части таких сильно разрушенных интервалов разреза следует ожидать либо «жилые» типы ловушек, либо многопластовые ловушки с гидродинамической связью, либо обводненные своды ловушек;
- 5). формирование локальных складок нагнетания на каждой зоне субвертикальной деструкции под действием восходящих импульсов геодинамической энергии приводят к образованию залежей УВ с индивидуальным характером насыщения и коллекторскими свойствами, имеющими два основных типа распределений.

Первый тип - наилучшие первичные и вторичные коллекторские свойства связаны с осевой частью зоны деструкции и ее ближайшей окрестностью; по мере удаления от осевой части к периферии локальных структур коллекторские свойства, главным образом, проницаемость, падают.

Второй тип - наилучшие первичные коллекторские свойства связаны с наиболее крутым склоном малоразмерной структурной формы, в осевой части которой находится зона деструкции; в сводовой части этой формы происходит выклинивание пласта - коллектора.

В сводовых частях системы локальных структур, приуроченных к геодинамически

активным зонам деструкции, часто формируются газовые шапки с аномально высоким пластовым давлением. Высокая степень механической неустойчивости горных пород в сводах таких локальных структур создает характерный неустойчивый рисунок записи на сейсмических разрезах.

2.3 Кратко об интерпретации данных сейсморазведки.

Основная задача сейсморазведки состоит в получении изображения объектов, находящихся на глубине земных недр. Динамические изображения среды формируются на основе продолжения волнового поля, зарегистрированного на поверхности земли, во внутренние (глубинные) точки среды с остановкой и визуализацией обращённых волн в соответствии с моментом и местом их образования. Этот процесс, реализуемый с помощью вычислительной техники, называется миграцией. Теоретической основой решения является скалярное волновое уравнение, описывающее распространение продольной волны в идеально однородной упругой изотропной среде. Его представляют в интегральной форме в виде уравнения Кирхгофа или в дифференциальной форме в виде уравнения Ламэ.

При обработке данных сейсморазведки, по А. А. Нежданову [78], различают обратную кинематическую и динамическую задачи. Обратная кинематическая задача заключается в восстановлении положения сейсмических границ и распределения скоростей, что называют кинематической интерпретацией. Обратная динамическая задача определяет упругие и поглощающие свойства горных пород по амплитудам полезных волн.

Отражение сейсмической волны формируется на границах сред с различными значениями акустических жёсткостей. Акустическая жёсткость или импеданс, это произведение плотности породы на скорость распространения в ней сейсмических колебаний, замеренных в пластовых условиях:

$$Z = \rho * V,$$

где Z - акустическая жёсткость, ρ – плотность породы в пластовых условиях, V - скорость распространения упругих колебаний в пластовых условиях.

Интенсивность отражённой волны или амплитуда, определяется коэффициентом отражения, формирующейся на границе, связана с акустической жёсткостью выше и ниже этой границы:

$$R = (Z_1 - Z_2) / (Z_1 + Z_2),$$

где R -коэффициент отражения, Z_1 - значение акустической жёсткости выше границы отражения, Z_2 - значение акустической жёсткости ниже границы отражения [66].

Динамическая интерпретация это количественный анализ полезных волн с прогнозированием геологических свойств, таких как: литологический состав, пористость, проницаемость, флюидонасыщенность и др.

Количественные методы интерпретации динамических характеристик сейсмических волн основываются на предположении о линейности среды [33].

В реальных осадочных средах, имеющих тонкослоистый характер, сейсмический горизонт, как правило, не относится к какому-то одному контакту соседних пластов, а соответствует некоторой пачке слоёв, достаточно устойчивой по своим структурным и упругим свойствам.

Разрывные нарушения в большинстве случаев проявляются характерными изменениями кинематических и динамических параметров волновой картины, сопровождаемые заметными относительными сдвигами, чёткими изображениями крутопадающих линий разломов, пересекающих и деформирующих осадочные толщи, потерей прослеживаемости пачки сейсмических горизонтов в локальной области с крутым падением. Косвенными признаками являются локальные изменения структуры волнового поля – исчезновение устойчивых горизонтов и появление новых, концентрация дифрагированных волн, вариации амплитудного уровня и спектрального состава колебаний, когда эти изменения не связаны с условиями возбуждения и приёма волн [17, 72, 78]. Малоамплитудные тектонические нарушения трудно определяемы из-за пределов разрешающей способности сейсмоволны, зависящей от глубины исследования [20, 79].

2.4 Детальный анализ результатов 3Д сейсморазведки Западно-Повховского участка

Западно-Повховский участок был выбран по причине относительно «свежих» данных, где полевые сейсморазведочные работы проводились в 2004 - 2005 г. сейсмо-партией 14/07-08 Ватьёганской сейсмической экспедиции ОАО «Башнефтегеофизика» с последующим разбуриванием и вводом в разработку залежи нефти пласта ЮВ-1. Цифровая обработка сейсморазведочных полевых материалов 3Д на Западно-Повховском участке в объеме 120.0 км² выполнена силами ООО «Геология резервуара» (г. Тюмень) в обрабатывающей системе GEOCLUSTER версии 3.1 фирмы CGG.

Для Западно-Повховского участка общий коэффициент качества сейсморазведочных работ

составил 0.995, что позволило установить с высокой долей достоверности достаточно сложное геологическое строение продуктивного пласта ЮВ-1 и успешно применить переинтерпретацию 3Д сейсмике и более глубокий динамический анализ.

В 2008 - 2010 годах специалистами ООО «КогалымНИПИнефть» выполнялась корреляция сейсмических отражающих горизонтов, отождествляемых с кровлей пластов ЮВ-1, Ач-2, Ач-1, проведён динамический анализ. На картах динамических параметров (амплитуды в различных окнах, срезы амплитуд по горизонту ЮВ-1, импеданс, частоты) выделили достаточно контрастные аномалии, границы которых, по предположению, соответствуют тектоническим нарушениям, разграничивающим отдельные блоки с разной литологией и разным флюидонасыщением (рисунок 20). Специалисты ООО «КогалымНИПИнефть» основной упор сделали на предположение, что в разных тектонических блоках, ограниченных разломами, имеем разные уровни ВНК, что является одним из подтверждающих факторов наличия разломов с экраняющими свойствами.

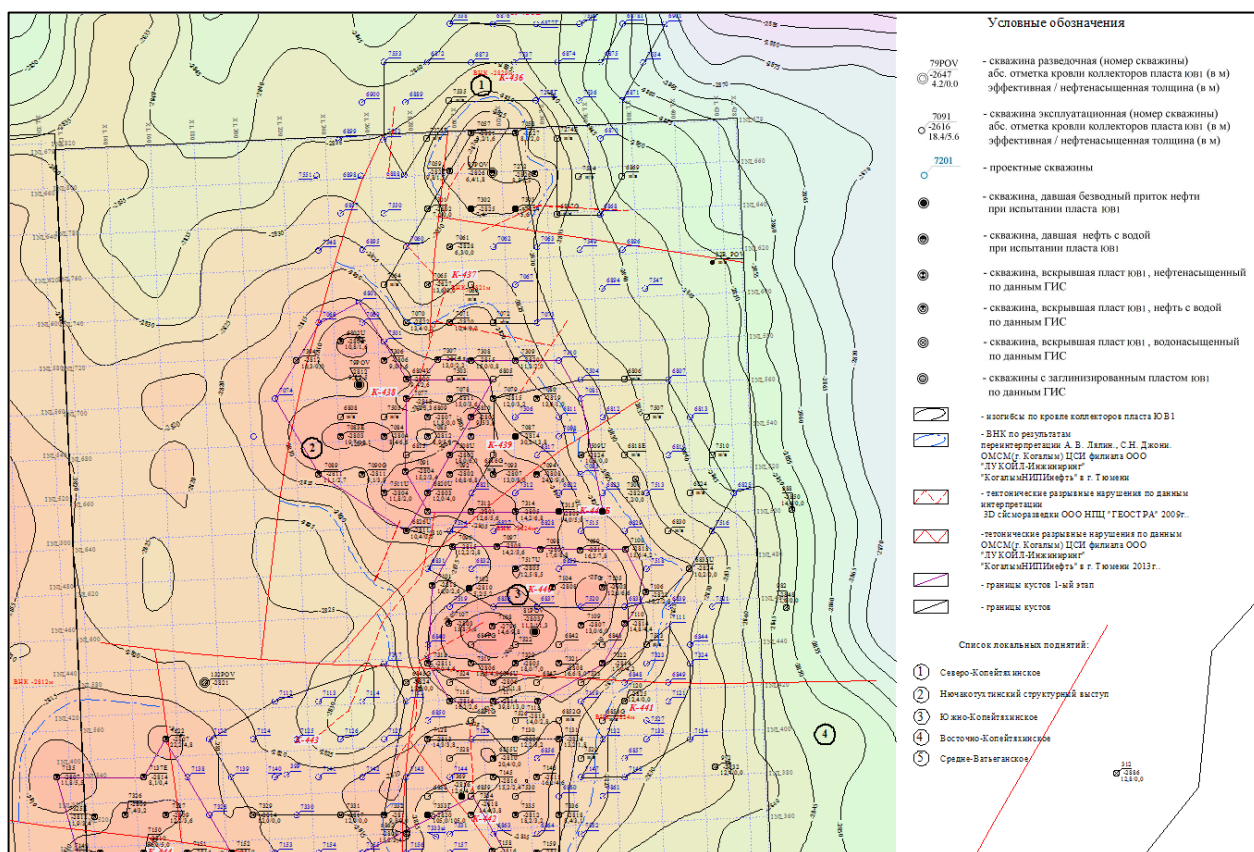


Рисунок 20 - Выкопировка со структурной карты Западно-Повховского участка, северная часть, с нанесёнными предполагаемыми тектоническими нарушениями по данным ООО «КогалымНИПИнефть».

Разбуривание залежи пласта ЮВ-1 началось в 2006г. Это дало возможность на свежем

геофизическом и промысловом материалах выполнить сопоставление выявленных зон тектонических нарушений и разуплотнений с данными работы скважин, использовать свежие результаты различных исследований.

По причине неоднозначности (разные специалисты определяют разное местоположение разломов) и не достаточности доказательного материала по выделенным тектоническим нарушениям, отсутствия уверенной методики, выразилось в их отсутствии в проектах разработки юрских залежей и не учитываются при выполнении работ по сопровождению и уточнению проекта разработки. Подобная проблема существует и в соседних регионах Западной Сибири, где на одной и той же площади разные исследователи выделяют разломы отличающиеся по конфигурации и местоположению [73].

Дополнительной причиной необходимости проведения переинтерпретации является то, что ранее выполнявшийся динамический анализ по кубу когерентности имеет большую неоднозначность при выделении тектонических нарушений, за которые могут быть приняты резкие литологические изменения пород, различные помехи [96]. Также предыдущие работы по обработке 3Д сейсмики основной целью преследовали подготовку структуры к вводу в эксплуатацию, подсчёту запасов для проектного документа. Выявление разломов являлось второстепенной задачей, встречая при этом сопротивление довлеющей теории воздействия пликтивных нарушений на осадочные породы верхней юры Когалымского района.

Для решения задачи по уверенному выявлению и прогнозированию распространения тектонических нарушений и зон разуплотнений пласта ЮВ-1 был проанализирован и изучен материал ранее проведённых сейсморазведочных работ методом общей глубинной точки (МОГТ) в модификации 2Д и 3Д, выполнена переинтерпретация результатов с использованием динамического анализа двух участков Повховского месторождения.

На Западно-Повховском участке (залежь №7) в пределах площади проведения 3Д сейсморазведки мной была выполнена детализация с разбивкой на временные сейсмические разрезы шагом 250 м, что позволило более точно определить сложную структуру поверхности фундамента, представляющего систему чередующихся горстов-грабенов, осложнённого ярко выраженными многочисленными тектоническими нарушениями различной протяжённости (рисунок 21). Всего было построено 22 сейсморазреза.

Волновое поле, полученное при проведении 3Д сейсморазведки, представлено в основном осями синфазности разной интенсивности, в зависимости от свойств отражающего горизонта. Снижение интенсивности и ухудшение динамической выразительности отражения, разрыв волновой картины, как описывалось ранее, в основном связано с наличием тектонических нарушений.

Так, на поверхности палеозойских отложений уверенно выделяется 3 горста,

переходящих в грабены и наоборот. Элементы имеют параллельное расположение относитель-

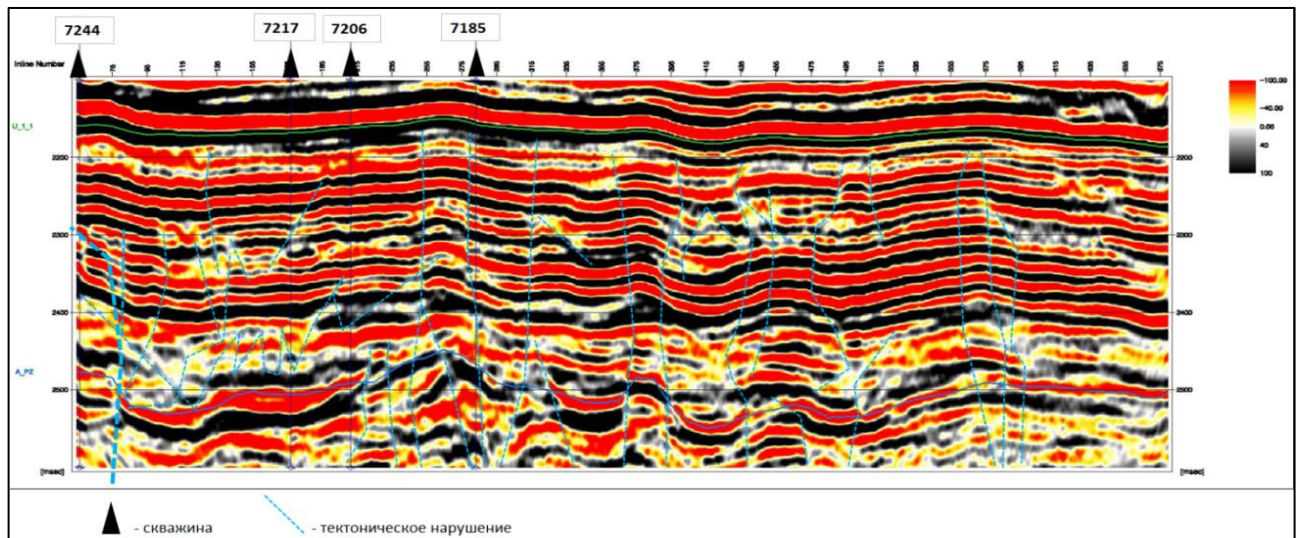


Рисунок 21 – Пример выделения явных тектонических нарушений на сейсмическом временном разрезе по линии скважин № 7244, 7217, 7206, 7185.

но друг - друга. Размеры отдельных структур варьируют от 500 до 2000 м в ширину вытянутой формой до 5 - 6 км. Часть грабенов имеют ширину до 1 км. Ближе к восточной части залежи поверхность фундамента выполаживается [97, 122].

Юрские отложения в структурном плане имеют унаследованный характер залегания. Границы горстов и грабенов характеризуются неясным сигналом отражённой сейсмоволны до полного исчезновения в некоторых частях (горсты отмечены синими прямоугольниками, грабены - зелёными, рисунок 22). По некоторым участкам можно проследить тектонические движки пород локального характера в пределах одного или нескольких пластов. Часть структур горизонтального сдвига, которые всегда сопутствуют сложным тектоническим процессам, таким как рифтогенез, на временных разрезах не выявлены или в некоторых случаях отмечаются потерей качества сигнала, при этом их наличие не вызывает сомнения [31, 33, 87, 92, 94, 106].

Мной установлено, что границы выявленных сейсродинамических зон (разломов) доюрского комплекса приурочены к граничным участкам горст - грабен, имеющим унаследованный характер до глубин залегания верхнеюрских отложений, характеризующихся как зоны субвертикальной деструкции. Часть нарушений и разломов затухают в отложениях нижней и средней Юры, часть берёт начало в отложениях тюменской свиты, которые могут быть связаны с основными разломами или являться системой сложных малоамплитудных оперений.

Из-за относительно небольшого участка исследований выявить определённую

закономерность расположения горстов и грабенов по площади не удалось. Можно отметить

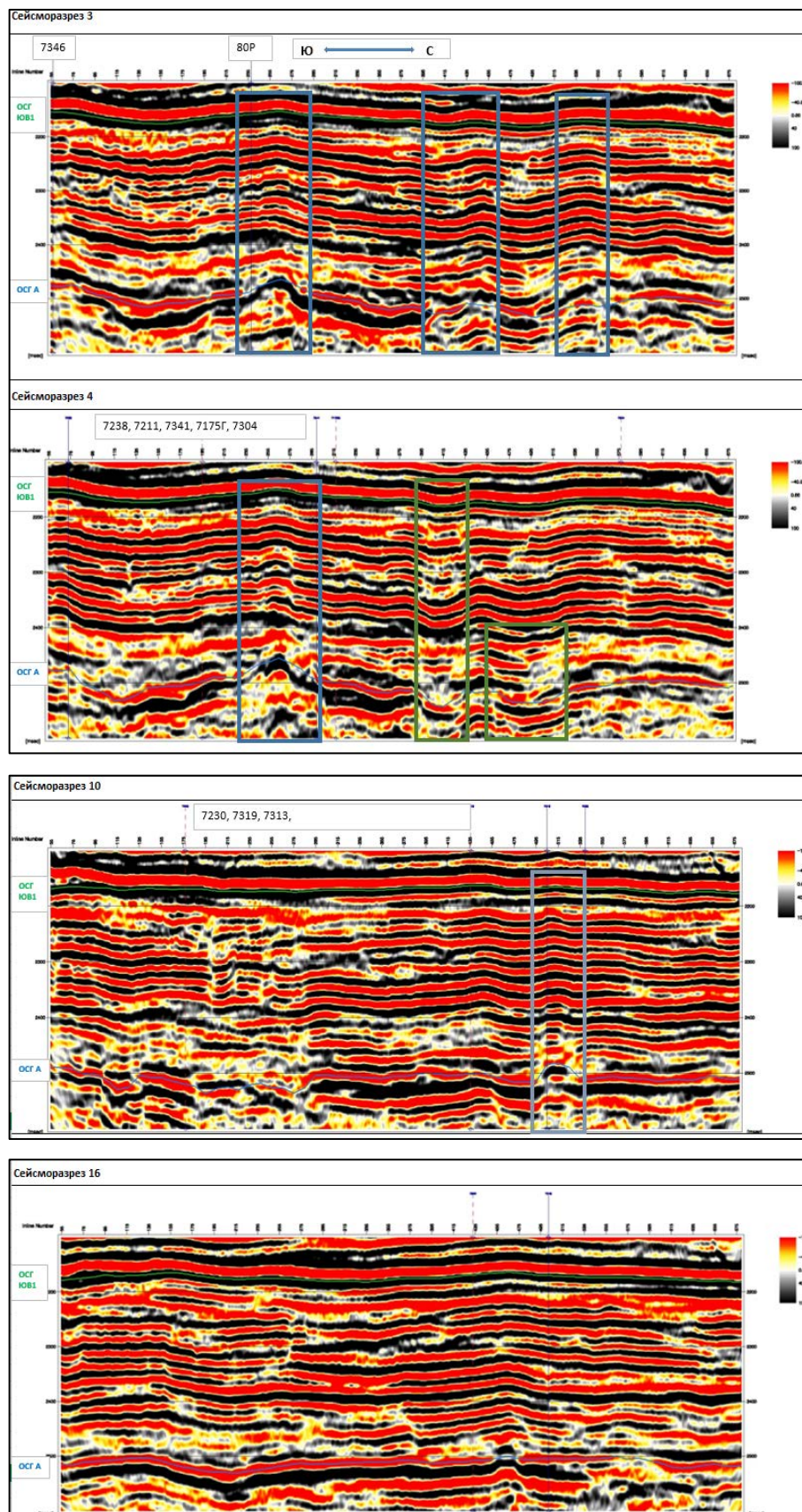


Рисунок 23 - Сейсмические временные разрезы юрских отложений.

факт перехода горстов в грабены и наоборот в субширотном направлении с последующим выполаживанием структуры, что требует дополнительного изучения. В субмеридиональном направлении смена горстов и грабенов происходит несколько по иному, более планомерно и последовательно, между которыми более часто присутствуют «спокойные» зоны. Определено более сложное строение поверхности фундамента, чем представлялось ранее, что укладывается в общую концепцию геотектоники Западной Сибири [6, 36, 63, 71].

Подмечено, что характер распространения сейсмической волны над разными участками горстообразования имеет различную картину. В одних случаях наблюдается резкая дифференциация отражающих вышележащих горизонтов с пропаданием чётких границ (рисунок 24 (а)), в других имеем чёткую унаследованность структуры с выделением на границах дизъюнктивных нарушений (рисунок 24 (в)). Через 250 м горстообразная структура пропадает (рисунок 24 (б)).

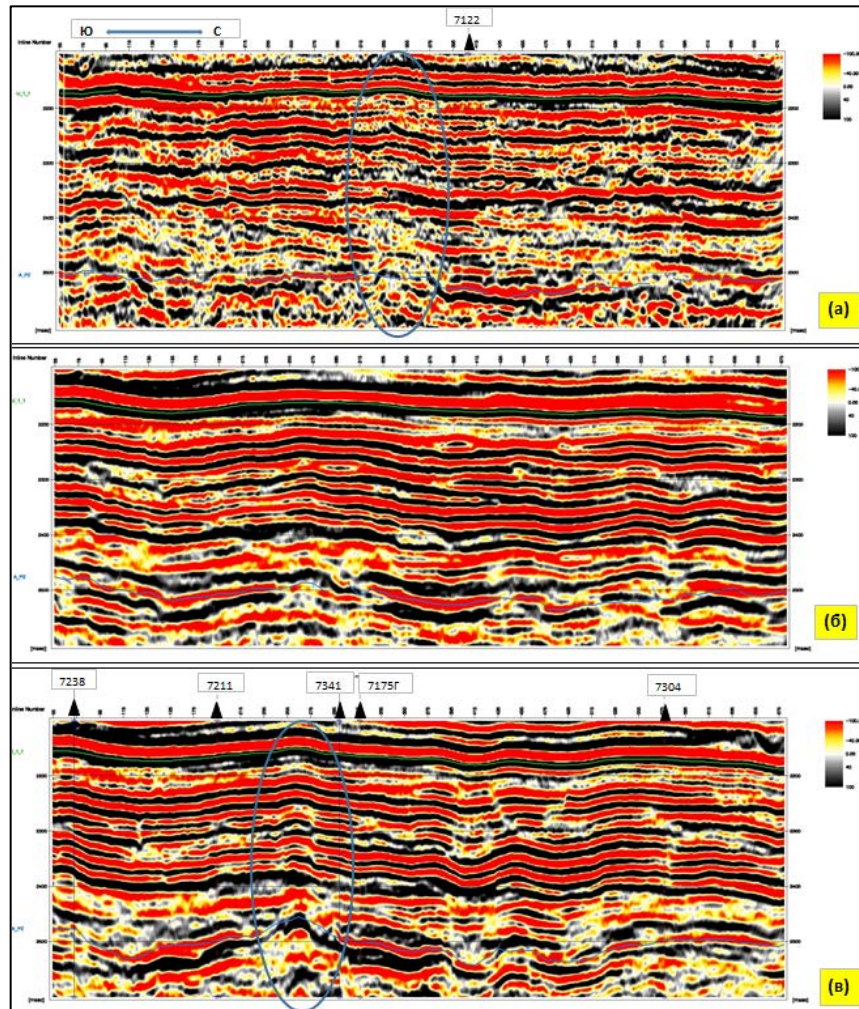


Рисунок 24 - Сейсмические временные разрезы осадочного чехла юрских отложений с выделением различного характера записи над горстообразными структурами кровли фундамента.

По моему мнению, в первом случае это может быть связано с геосолитонными трубками и образующимися субвертикальными зонами деструкции, имеющими аналогичную структуру, согласно теории Р. М. Бембеля (рисунок 25).

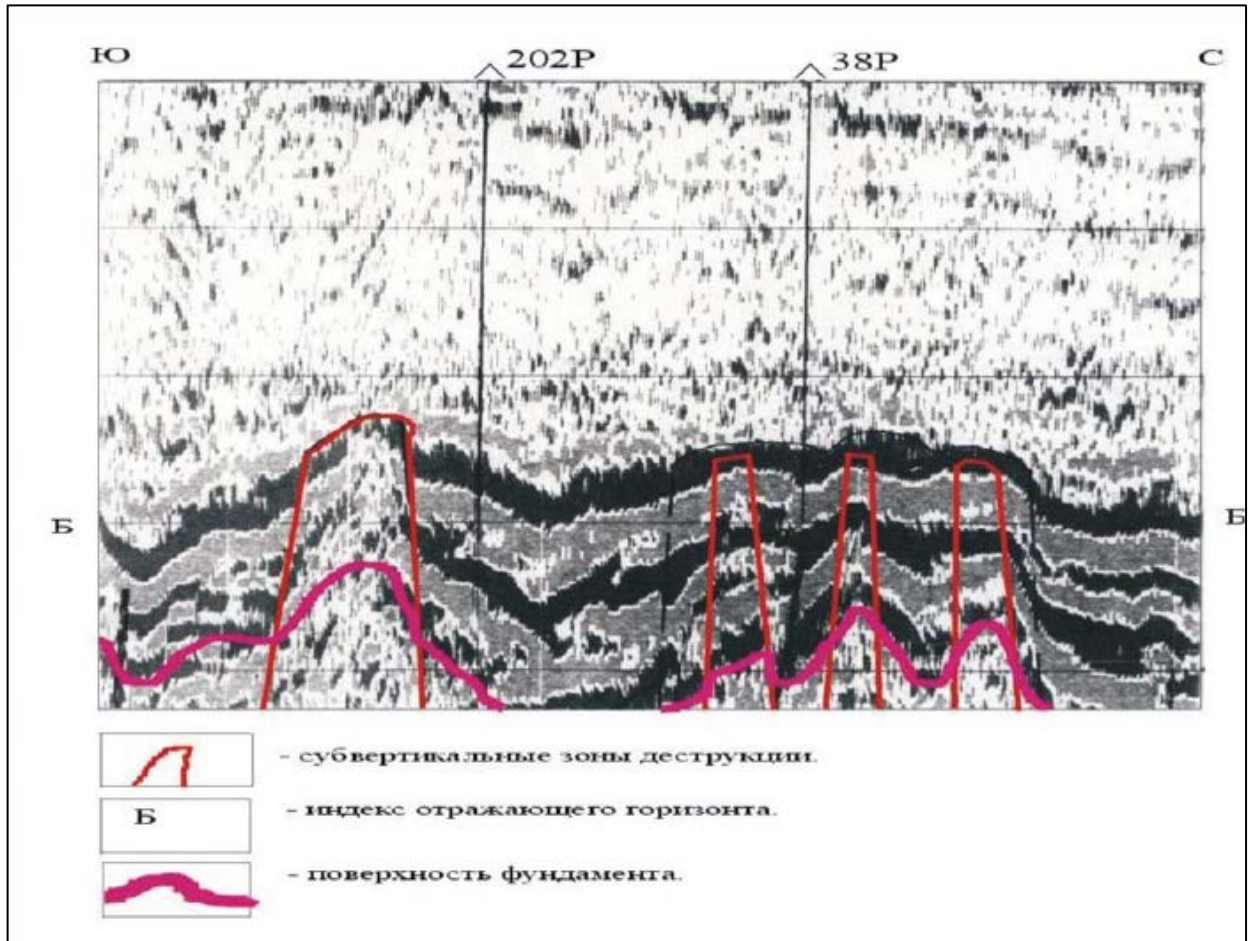


Рисунок 25 - Фрагмент временного разреза с субвертикальными зонами деструкции, связанными с геосолитонными трубками, Красноленинский свод, Р. М. Бембель.

На примере Приобского нефтяного месторождения направление азимутов в горизонтальном сечении может варьировать от 300 до 58° , диаметр трубок от 300 до 1300 м с убыванием частоты встречаемости по возрастанию размера, конфигурация может быть: узкой изометричной в плане, эллиптической, двухзвенной V-образной, трёхзвенной Z-образной, четырёхзвенной W-образной, многозвенной [5].

Тектонические нарушения в первом приближении можно разделить на три группы: 1 - сквозные тектонические нарушения, берущие начало в консолидированных породах фундамента, образованные за счет движения крупных блоков, часто затухают в отложениях верхней юры и завершаются серией малоамплитудных разломов с обширной зоной трещиноватости (рисунок 26); 2 - зоны повышенной трещиноватости, связанные с малоамп-

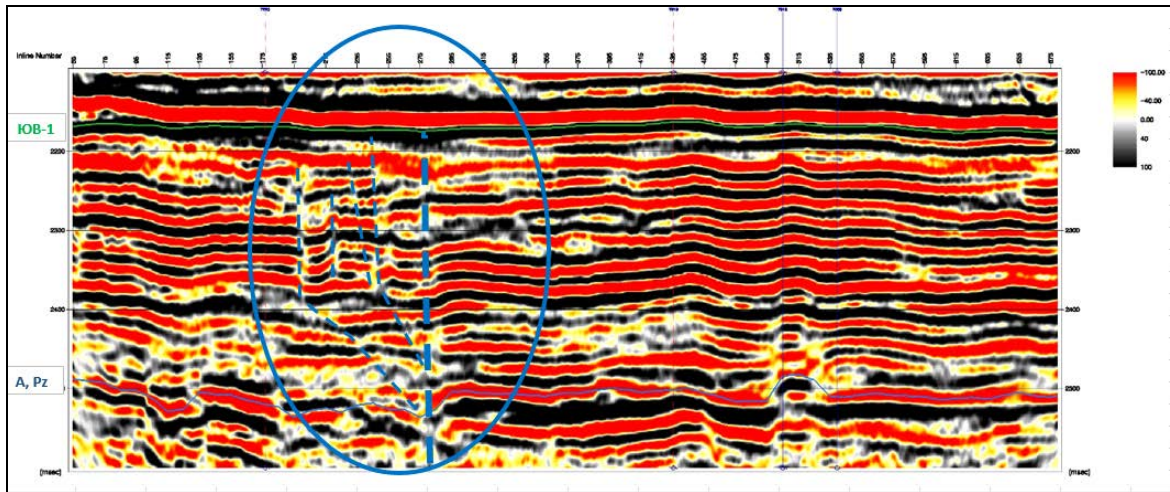


Рисунок 26 - Сквозные разломы с затуханием в верхнеюрских отложениях Западно-Повховского участка.

литудными и безамплитудными тектоническими нарушениями, напряжёнными участками, образовавшимися в разное время (рисунок 27). Смещение блоков может происходить в горизонтальном направлении. Их выявление возможно путем специальной обработки данных 3Д сейсморазведки; 3 - участки повышенной трещиноватости и напряженности, имеющие унаследованный характер, связанный с границей локальных структур складчатого фундамента горст - грабен (рисунок 27).

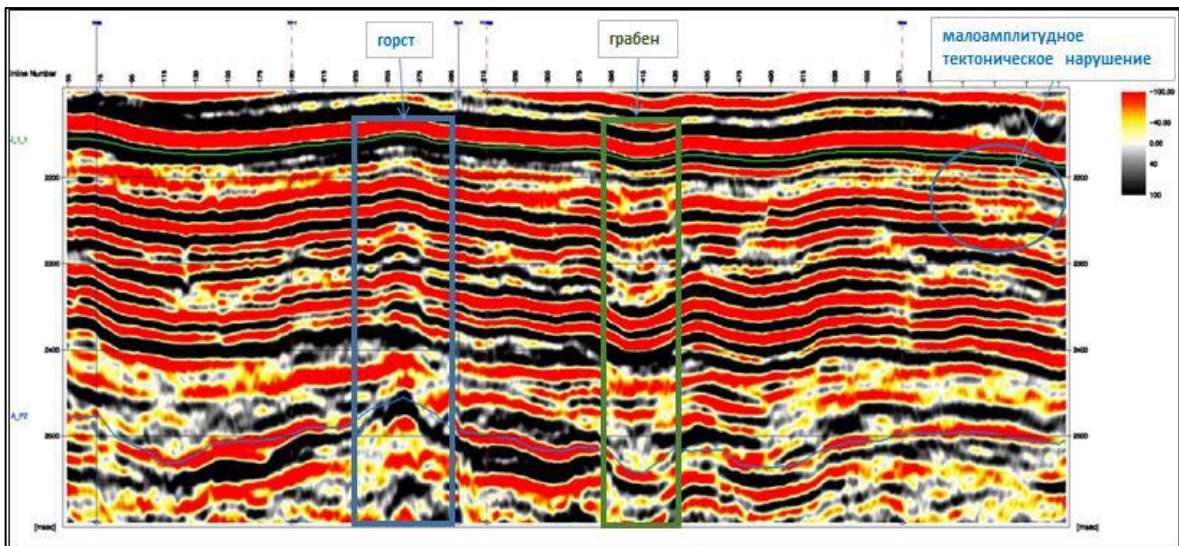


Рисунок 27 - Выделение горстов, грабенов, малоамплитудных тектонических нарушений юрских отложений Западно-Повховского участка.

Подобную классификацию тектонических нарушений проводили такие учёные как В. А. Конторович, Л. М. Калинина и др. на примере Александровского свода Томской области по

принципу приуроченности к этапам тектонической активности. Было выделено три класса разрывных нарушений: 1 - проникающие в юрские отложения (время формирования геттанг - аален); 2 - проникающие в нижнемеловые, реже верхнемеловые горизонты (время образования берриас-баррем, реже апт-альб-сеноман); 3 - проникающие в кайнозойские отложения (время образования поздний палеоцен) [58].

Мной достоверно установлено наличие разломно-блокового строения поверхности фундамента, унаследованность большинства структурных элементов, таких как горст, грабен до отложений верхней юры.

Таким образом, проведено тектоно-сейсmodинамическое районирование кровли доюрского и юрского комплексов на Западно-Повховском участке. Показана взаимосвязь разломно-блокового строения кровли фундамента и структуры вышележащего осадочного чехла [9, 8, 15, 35, 122].

2.5. Проявление разломно-блоковой тектоники в верхнеюрских отложениях Ватьёганского месторождения

В 2012г первоначально обратились к материалам интерпретации 3Д сейсморазведки, которая была проведена на Южно-Ватьёганском участке в 2008 г., проанализирована специалистами «КогалымНИПИнефть» в 2011 г., были выделены тектонические нарушения различного масштаба по кровле фундамента и верхнеюрских отложений (рисунок 28, 29).

Как считали авторы, надежность идентификации тектонических разрывов подтверждалась совокупностью кинематических, морфоструктурных и палеоструктурных признаков. При выделении и трассировании дизъюнктивных нарушений использовались визуальные методы анализа вертикальных и горизонтальных разрезов совместно с комплексным анализом карт. При этом специально подбирались: фильтрация, масштаб визуализации и цветокодирования, позволяющие сделать видимыми на вертикальных разрезах, горизонтальных слайсах плоскости нарушений; карты наклонов и перегибов отражающих границ, карты азимутов.

Критерием достоверности картирования дизъюнктивных нарушений служат: резкое изменение градиента; структурные, мощностные карты, карты динамических параметров; вертикальные и горизонтальные разрезы куба когерентности.

Направления и амплитуды дизъюнктивных нарушений, закартированные на площади работ, подтверждены структурным планом юрского и доюрского комплексов, а также сгущением изолиний на картах изопахит интервала отражающих горизонтов «Баженовского» комплекса (ОГ Б) – поверхности фундамента (ОГ А).

Когерентность сейсмической записи отображает степень согласованности волн друг с другом по фазе, расстройство которой свидетельствует о существовании поверхностей несогласия и разрывной тектоники. На данной площади анализ сейсмической записи куба когерентности показал возможное наличие зон повышенной трещиноватости верхнеюрских образований, тектонических нарушений.

Изменение волновой картины в породах васюганской свиты обусловлено развитием зон разуплотнения, трещиноватости в результате литогенетических и тектонических преобразований, имеющих корни в породах фундамента (рисунок 14).

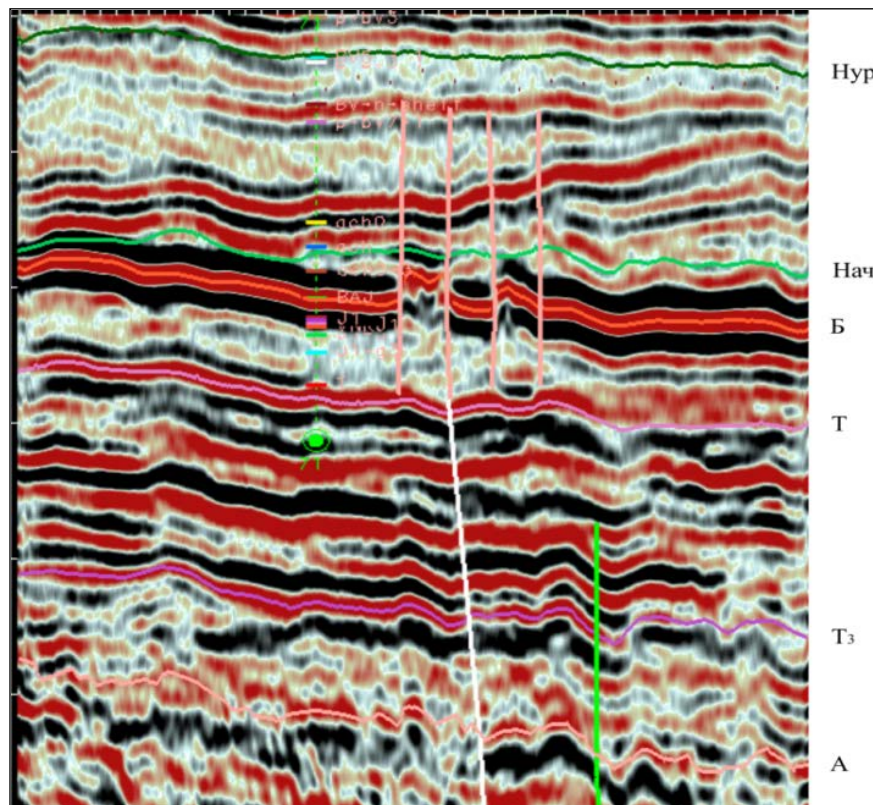


Рисунок 28 - Фрагмент временного сейсмического разреза верхнеюрской залежи нефти Ватьёганского месторождения.

Также предполагаемые тектонические нарушения хорошо коррелируются с границами резкого изменения временной мощности юрских отложений (рисунок 15).

Поученные результаты интерпретации 3Д - сейсморазведки вполне обоснованы и полностью их игнорировать нельзя. Осталось подтвердить дополнительными методами наличие нарушений в верхнеюрских отложениях и их влияние на разработку залежи. Предполагаемые разломы мной были нанесены на карту разработки месторождения совместно с результатами всех трассерных исследований, выполненных за время эксплуатации залежи (рисунок 30).

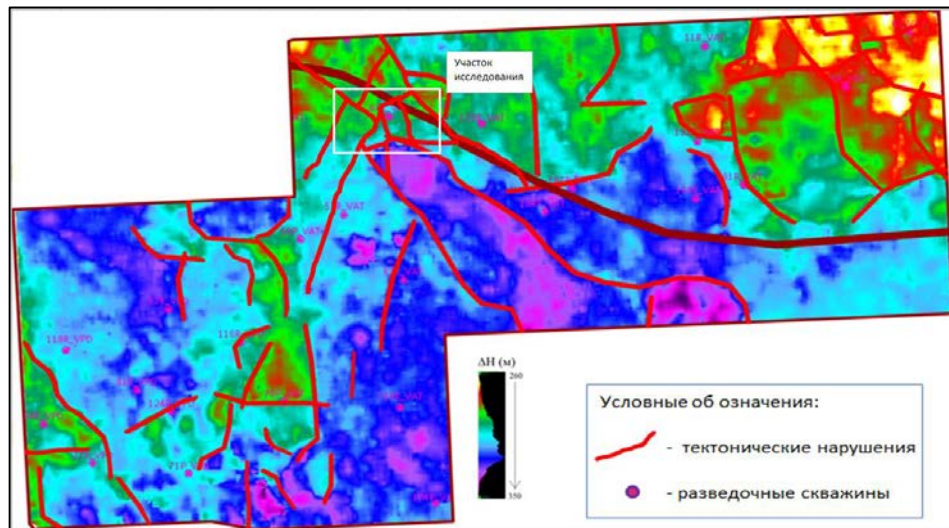


Рисунок 29 - Карта временной мощности юрского интервала разреза Ватьёганского месторождения с выделением тектонических нарушений по резким границам изменения мощностей.

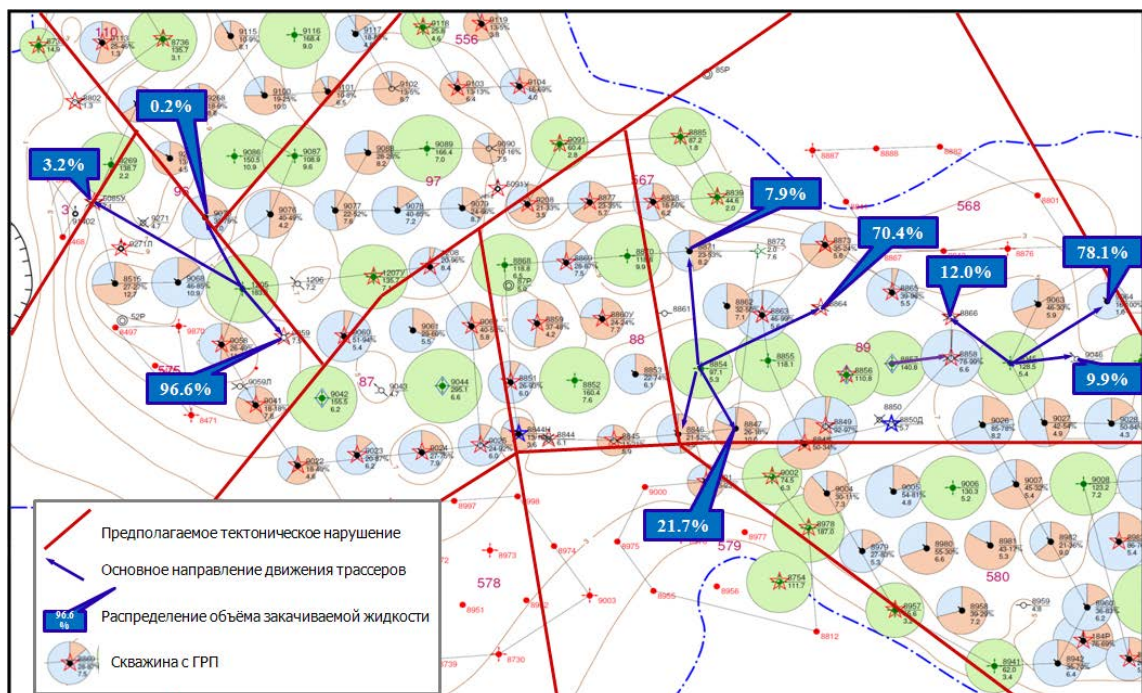


Рисунок 30 - Выкопировка карты разработки участка пласта ЮВ-1 Ватьёганского месторождения с нанесением результатов трассерных исследований и границ предполагаемых разломов, выделенных по данным сейсмоки.

В 2008, 2009 и 2010 годах закачка трассирующих индикаторов в пласт ЮВ-1 Ватьёганского месторождения проведена в девяти скважинах.

В таблице 1 представлена обобщенная информация по проведенным закачкам трассирующих индикаторов.

Приведём пример анализа полученных результатов по скважине №№ 1205, 8854. В скважину № 1205 закачан эозин. В таблице 2 представлена информация по скважинам, где зафиксировано проявление эозина за весь период наблюдения.

Таблица 1 - Информация о закачке трассирующих индикаторов в пласт ЮВ-1 Ватьёганского месторождения.

Нагнетатель- ные скважины	Закачка трассирующих индикаторов			
	Дата	Индикатор	Пласт	Масса, кг.
1205	01.10.2008	Эозин	ЮВ-1	30
8854	01.10.2008	Уранин	ЮВ-1	30
9045	30.09.2008	Тринатрий фосфат	ЮВ-1	300
9094	30.09.2008	Роданистый аммоний	ЮВ-1	130
8963	02.08.2009	Флуоресцеин натрия	ЮВ-1	250
168P	26.02.2010	Нитрат аммония	ЮВ-1	1000
9215	02.07.2010	Карбамид	ЮВ-1	1000
9018	26.06.2010	Карбамид	ЮВ-1	1000
9131	02.07.2010	Карбамид	ЮВ-1	1000

Таблица 2 - Список контрольно-добывающих скважин, в которых зарегистрировано появление индикатора после закачки в скважину № 1205.

Нагнет. скважина	Пласт	Инди- катор	Скважины, в которых велось наблюдение	Скважины, в которых обнаружен индикатор
1205	ЮВ-1	Эозин	1-й ряд: 1206, 9060, 9059, 9058, 9068, 9075, 9076, 9077	9059, 9075
			2-й ряд: 9041, 9022, 8515, 5085У	5085У

По скважинам, в которых наблюдаются проявления эозина, построены графики зависимости его концентрации от времени и накопленная вынесенная масса индикатора (рисунки 31, 32).

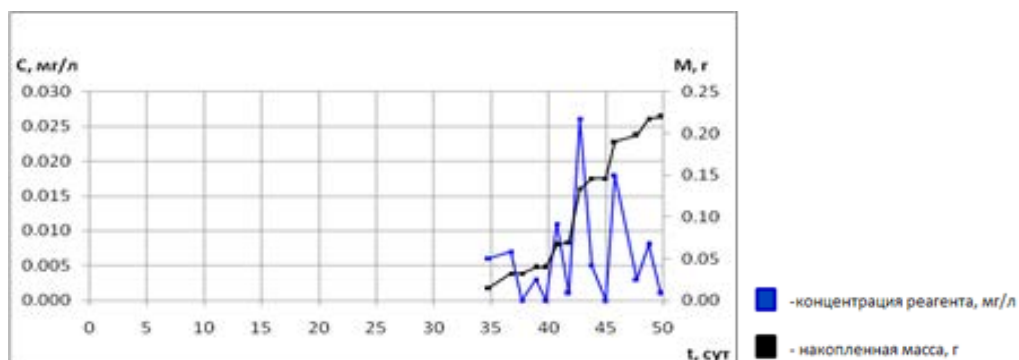


Рисунок 31 - Графики зависимости концентрация эозина от времени и накопленная масса выноса индикатора. Скважина № 5085У.

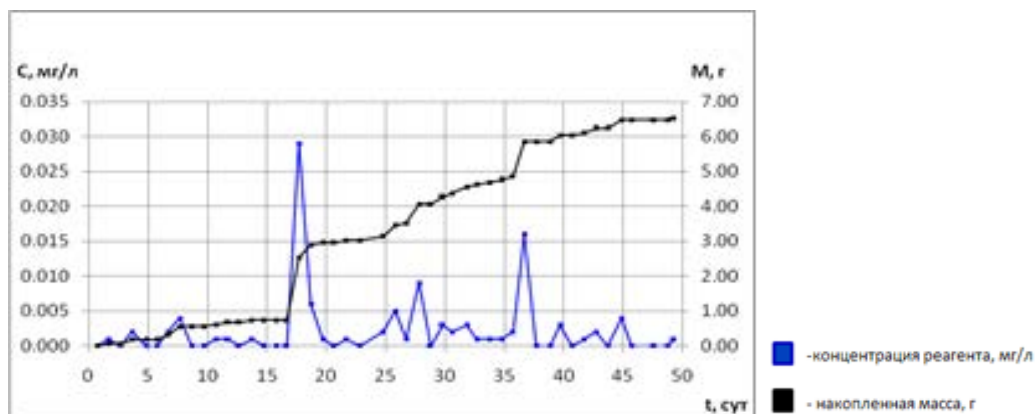


Рисунок 32 - Графики зависимости концентрация эозина от времени и накопленная масса выноса индикатора. Скважина 9059.

Результаты интерпретации полученных данных исследований представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Результаты обработки и интерпретации данных трассерных исследований скважины № 1205.

Скважина	Канал ВСФ	Накопленная масса, г	L, м	Объем канала ВСФ, м ³	Скорость, м/сут	Проницаемость, Д
5085У	1	0,22	1364	45,3	32	0,72
	Σ	0,22		45,3	32	0,72
9059	1	0,74	515	46,0	95	1,09

	2	2,28		214,4	29	0,33
	3	1,66		236,9	18	0,21
	4	1,85		378,2	13	0,15
	Σ	6,54		875,6	29	0,34
9075	1	0,01	661	1,4	17	0,41
	Σ	0,01		1,4	17	0,41

Основное распространение закачиваемой воды происходит в ближайшую скважину № 9059 в юго-восточном направлении. По этой же линии - на северо-восток, происходит движение воды в скважину № 5085У 2-го ряда. Кроме того, имеется единичный приход индикатора низкой концентрации в скважину № 9075.

По результатам полученного распределения выноса массы трассирующего индикатора от нагнетательной скважины № 1205 по всем измерениям для пласта ЮВ-1:

1. в диапазон скоростей интервалов фильтрации 0 - 50 м/сут попадает 91.8% вынесенной массы индикатора;
2. в диапазон скоростей 50 - 100 м/сут - 5.4% вынесенной массы индикатора;
3. в диапазон скоростей 100 - 225 м/сут - 1.8% вынесенной массы индикатора;
4. в интервалы фильтрации, характеризующиеся аномально высокими скоростями движения закачиваемой воды выявлено 0.9% вынесенной массы индикатора.

В скважину № 8854 закачан уранин. В таблице 4 представлена информация по скважинам, где зафиксировано проявление уранина за весь период наблюдения.

Таблица 4 - Контрольно-добывающие скважины, в которых зарегистрировано появление индикатора от скважины № 8854.

Нагнетательная скважина	Пласт	Индикатор	Скважины, в которых велось наблюдение	Скважины в которых обнаружен индикатор
8854	ЮВ-1	Уранин	1-й ряд: 8853,8846, 8847, 8860У, 8861, 8862	8846, 8847,
			2-й ряд: 8869,8871, 8872, 8848	8871, 8864

По скважинам, в которых наблюдаются проявления индикатора, построены графики зависимости его концентрации от времени и накопленная масса индикатора (рис. № 33 - 36).

Результаты интерпретации полученных данных исследований представлены в таблице 5.

Основное влияние закачки происходит в ближайшую скважину № 8864 2-го ряда в северо-восточном направлении. Распространение закачиваемой воды, от нагнетательной скважины

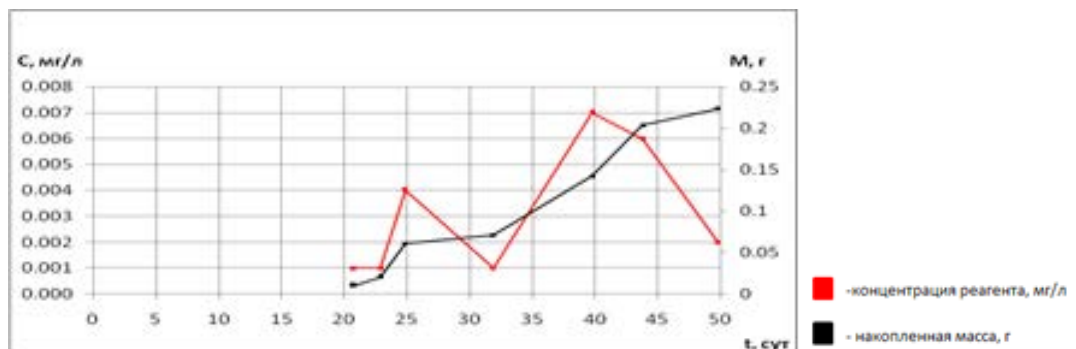


Рисунок 33 - Графики зависимости концентрации уранина от времени и накопленная масса индикатора, Скважина № 8846.

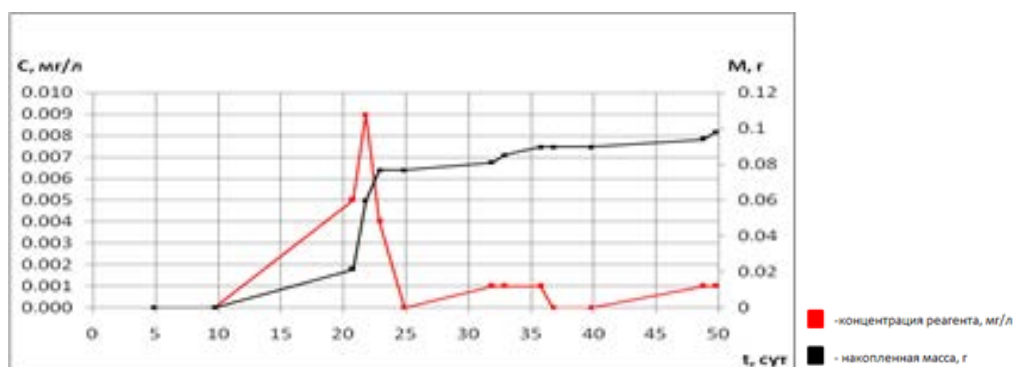


Рисунок 34 - Графики зависимости концентрации уранина от времени и накопленная масса индикатора, Скважина № 8847.

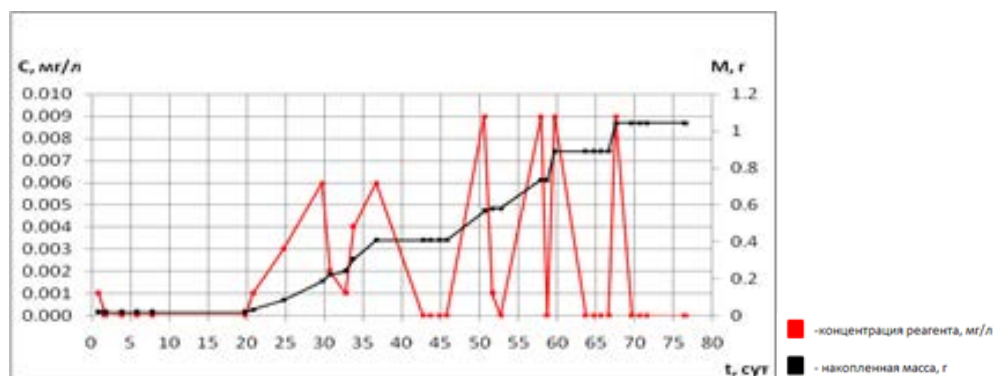


Рисунок 35 - Графики зависимости концентрации уранина от времени и накопленная масса индикатора. Скважина № 8864.

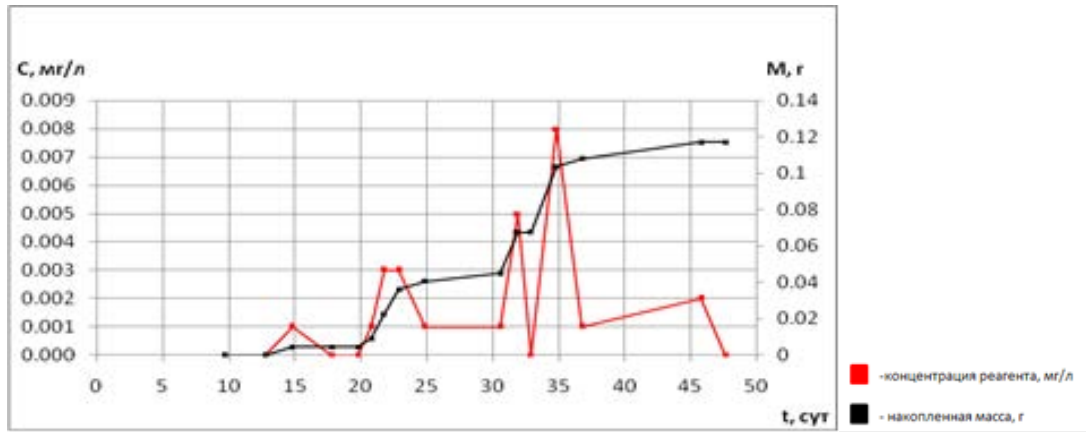


Рисунок 36 - Графики зависимости концентрации уранина от времени и накопленная масса индикатора, скважина № 8871.

в южном и северном направлении по линии отреагировавших скважин оценено в 30% от суммарного, и пропорционально распределено. По результатам полученного распределения выноса массы трассирующего индикатора от нагнетательной скважины № 8854 по всем измерениям для пласта ЮВ-1:

1. в диапазон скоростей интервалов фильтрации 0 - 50 м/сут попадает 98.5% вынесенной массы индикатора;
2. в диапазон скоростей более 50 м/сут - 1.5% вынесенной массы индикатора;
3. выявлен единственный канал фильтрации для скважины № 8864, характеризующийся аномально высокой скоростью движения закачиваемой воды.

Таблица 5 - Результаты обработки и интерпретации данных трассерных исследований скважины № 8854.

Скважина	Канал ВСФ	Накопленная масса, г	L, м	Объем канала ВСФ, м ³	Скорость, м/сут	Проницаемость, Д
8846	1	0,07	571	20,0	23	0,42
	2	0,13		45,8	14	0,25
	3	0,02		7,7	11	0,21
	Σ	0,22		73,5	17	0,30
847	1	0,08	567	17,9	26	0,54
	2	0,01		3,9	17	0,35
	3	0,01		3,2	11	0,24
	Σ	0,10		25,0	24	0,49

8864	1	0,24	1065	68,5	128	2,99
	2	0,17		52,7	30	0,70
	3	0,17		66,6	21	0,49
	4	0,15		65,2	18	0,43
8864	5	0,15	1065	66,7	18	0,42
	6	0,15		73,3	16	0,37
	Σ	1,04		392,9	45	1,06
8871	1	0,00	981	0,8	66	1,48
	2	0,04		8,8	44	0,98
	3	0,03		7,6	31	0,69
	4	0,04		12,5	28	0,63
	5	0,01		3,2	21	0,48
	Σ	0,12		32,9	34	0,77

4. в интервалах фильтрации, характеризующихся аномально высокими скоростями движения закачиваемой воды, выявлено 77 % вынесенной массы индикатора.

На основании приведённых примеров и анализа закачки «трассеров» по всем скважинам можно сделать вывод о том, что разломно-блоковая тектоника оказывает влияние на распределение фильтрационных потоков по пласту. Отмечается тенденция совпадения линии тока закачиваемой жидкости с направлением линий, выделенных по 3Д сейсмике, тектонических нарушений. Также видим, что движение жидкости происходит по определённым, единичным каналам и отсутствует явный поршневой эффект вытеснения нефти. Есть случаи более равномерного распределения фронта закачиваемой воды, предположительно на участках не осложнённых тектоническими нарушениями. Часть тектонических нарушений оказалась непроницаемыми или малопроницаемыми.

На нефтяных месторождениях Пуровского района подобным способом, на основе трассерных исследований, были определены проводящие и не проводящие разломы [2], доказано их наличие в верхнеюрских отложениях.

Конечно, местоположение зон нарушений определены с определённой долей вероятности, фактически могут иметь иную конфигурацию и находиться несколько в ином месте. Полученные новые данные и выводы на основе сопоставления результатов различных методов исследований, анализа работы скважин указывает на необходимость пересмотра сложившейся концепции строения верхней юры. Работа в этом направлении продолжается. В целом имеем уверенное подтверждение наличия тектонических нарушений, выявленных 3Д

сейсморазведкой. Нарушения определялись по резким изменениям абсолютных отметок залегания кровли пласта ЮВ-1 и изменениям ВНК в пределах относительно небольших площадей (рисунок 37). Также сопоставление работы некоторых добывающих и нагнетательных скважин показывало отсутствие взаимовлияния, что указывает на наличие слабопроницаемых барьеров между ними, связанных не только с фациальной изменчивостью пород коллекторов.

Мной было принято решение построить своими силами небольшую геологическую модель в программном продукте «Рохаг» одного из центральных участков залежи пласта ЮВ-1 (рисунок 30), ограниченного со всех сторон тектоническими нарушениями. Разломы смоделированы в виде непроницаемых барьеров, отмечены различия в абсолютных отметках кровли пласта и водонефтяного контакта (ВНК) блоков, ограниченных данными нарушениями (рисунок 38). Получил блоковую структуру строения залежи. Затем выбрал центральный блок (рисунок 39) для построения гидродинамической модели. После загрузки исторической информации по разработке участка и проведения первого расчёта сходимость результата с историей составила 99% без какой-либо предварительной адаптации секторной модели (рисунок 40).

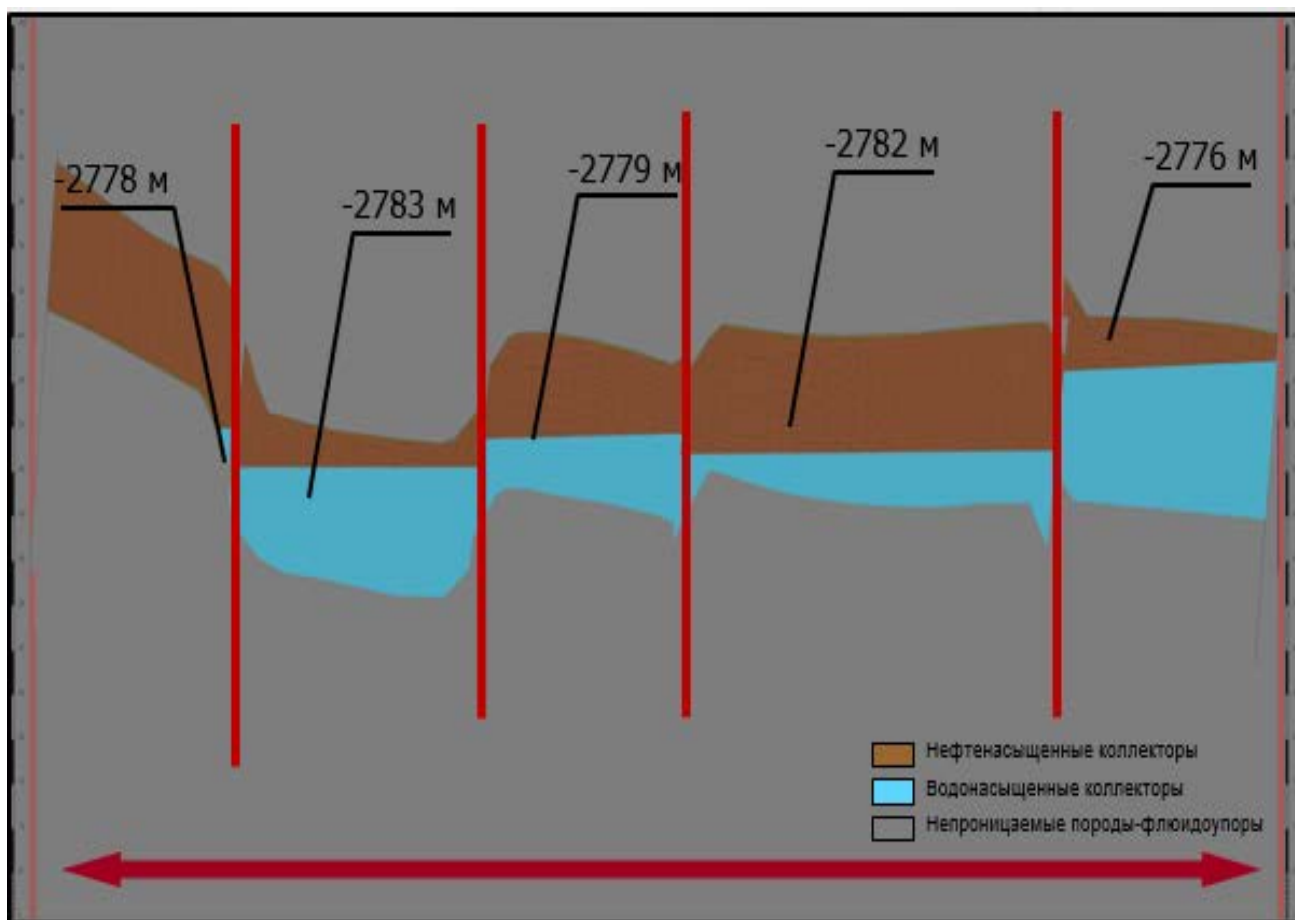


Рисунок 37 - Схематический геологический профиль по участку пласта ЮВ-1 Ватьёганского месторождения.

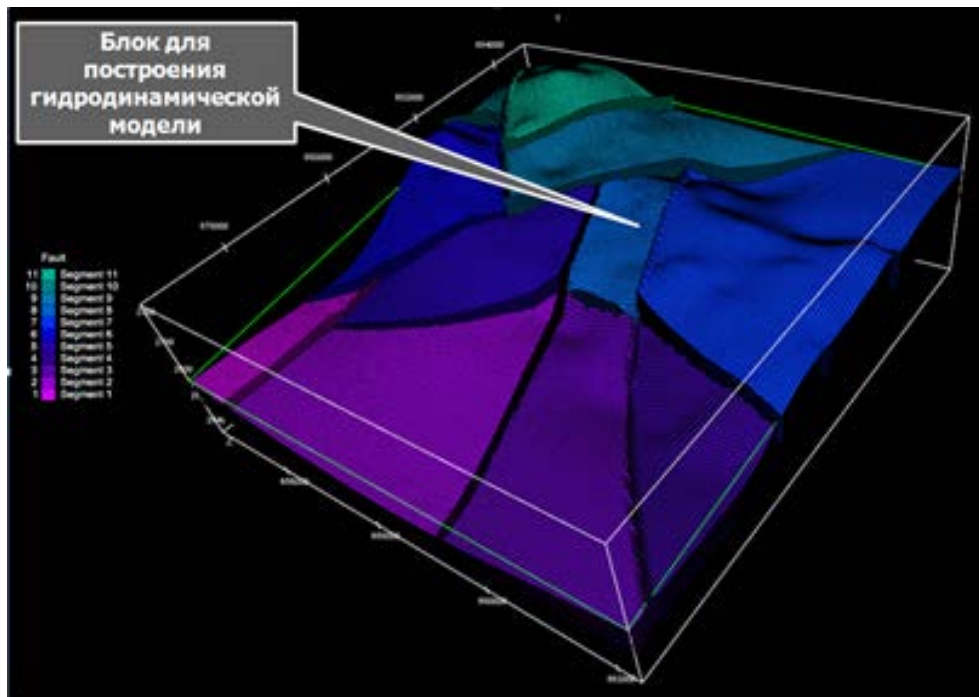


Рисунок 38 - Куб геологической модели участка пласта ЮВ-1 Ватьёганского месторождения.

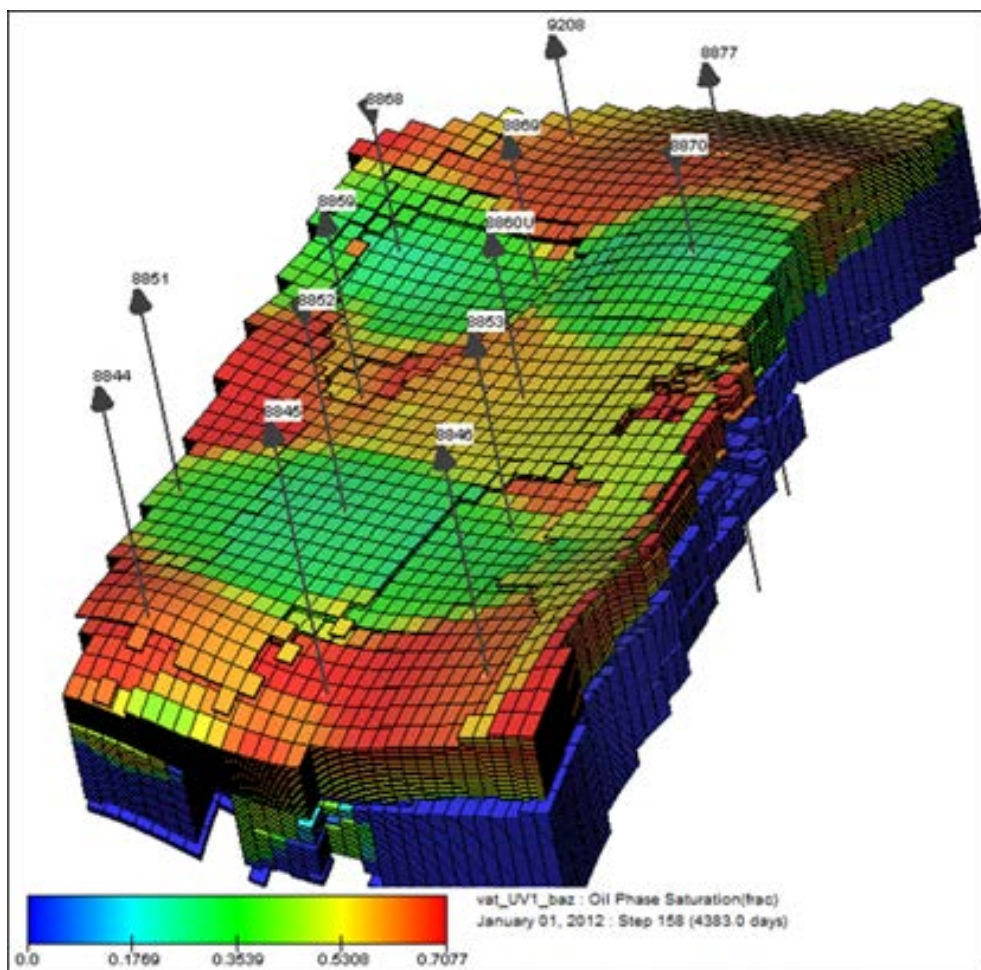


Рисунок 39 - Куб насыщенности выделенного блока пласта ЮВ-1 Ватьёганского месторождения.

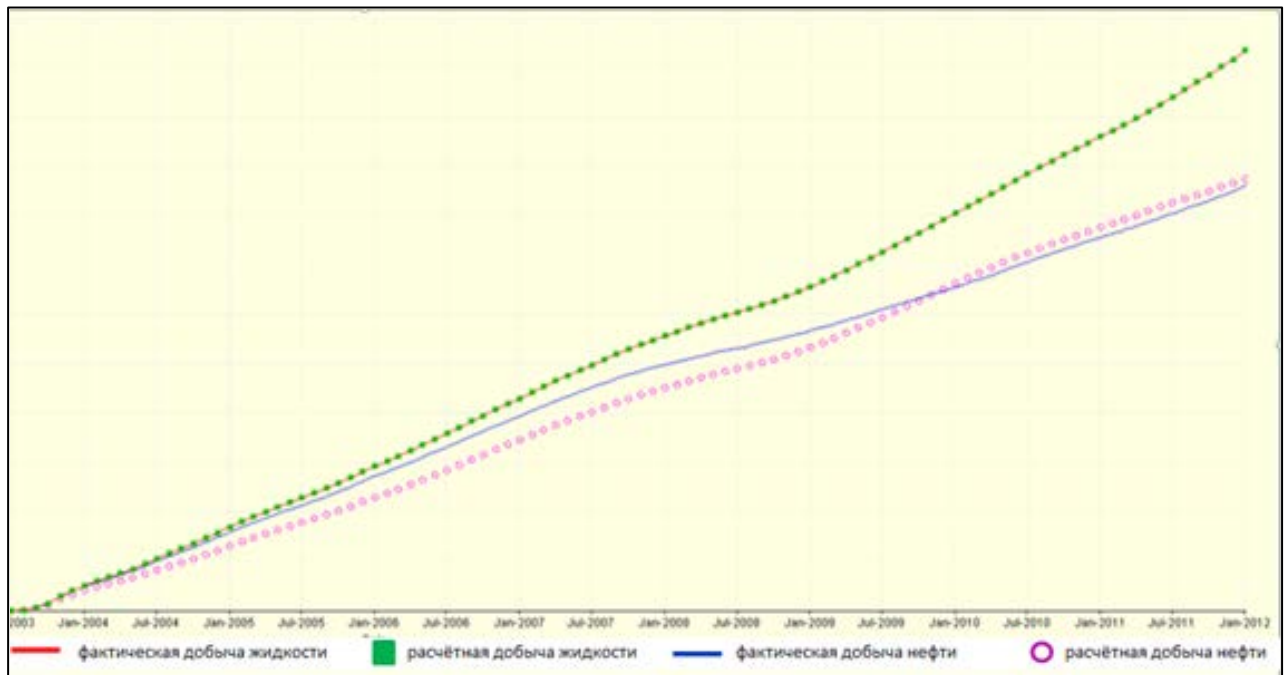


Рисунок 40 - Результаты расчёта гидродинамической модели выделенного блока Ватьёганского месторождения.

Результаты расчёта подтвердили наличие разрывных нарушений в изучаемом районе, часть из которых является не проницаемыми, выступают в роли барьеров, что имеет важное значение для организации более эффективной системы разработки. Каждый такой выявленный блок при первом приближении необходимо рассматривать как независимый элемент с проектированием индивидуальной сетки размещения нагнетательных и добывающих скважин.

Образование непроницаемых барьеров может объясняться влиянием нескольких факторов, такими как: перемещением глинистых фракции при превышении предела прочности под воздействием напряжения, заполняя сначала тектонические разрывы, затем внедряться в менее сжатые толщи по другую сторону оси сдвига [33]; образованием вторичной минерализации при активной гидродинамической обстановке, которая часто сопутствует тектонической активности.

Таким образом, получили обоснованный вывод о том, что юрские отложения осложнены разломно-блоковой тектоникой, которая имеет значительное влияние как на образование залежей углеводородов и их сохранность, так и на разработку [95].

Наличие тектонических нарушений в верхнеюрских отложениях Ватьёганского месторождения доказал в своей диссертационной работе А. Н. Лесной с помощью сопоставления результатов гидропрослушивания, гидродинамических исследований скважин, данных эксплуатации без привлечения сейсмических данных [67]. Месторасположение разломов даётся примерное на качественном уровне, только в тех районах, где проводились

соответствующие исследования. Доказан сам факт существования дизъюнктивных нарушений.

В 2009г по объекту ЮВ-1 Повховского месторождения так же проводили трассерные исследования на участке максимальных отборов горизонтальными скважинами №№ 7077Г, 7102Г, 7104Г, 7117Г. Участок был выбран из-за нехарактерных дебитов жидкости и нефти, полученных после запуска из бурения и резкого их обводнения после ввода нагнетательных скважин (рисунок 41). По результатам исследований был сделан вывод о наличии развитой техногенной трещиноватости [45].

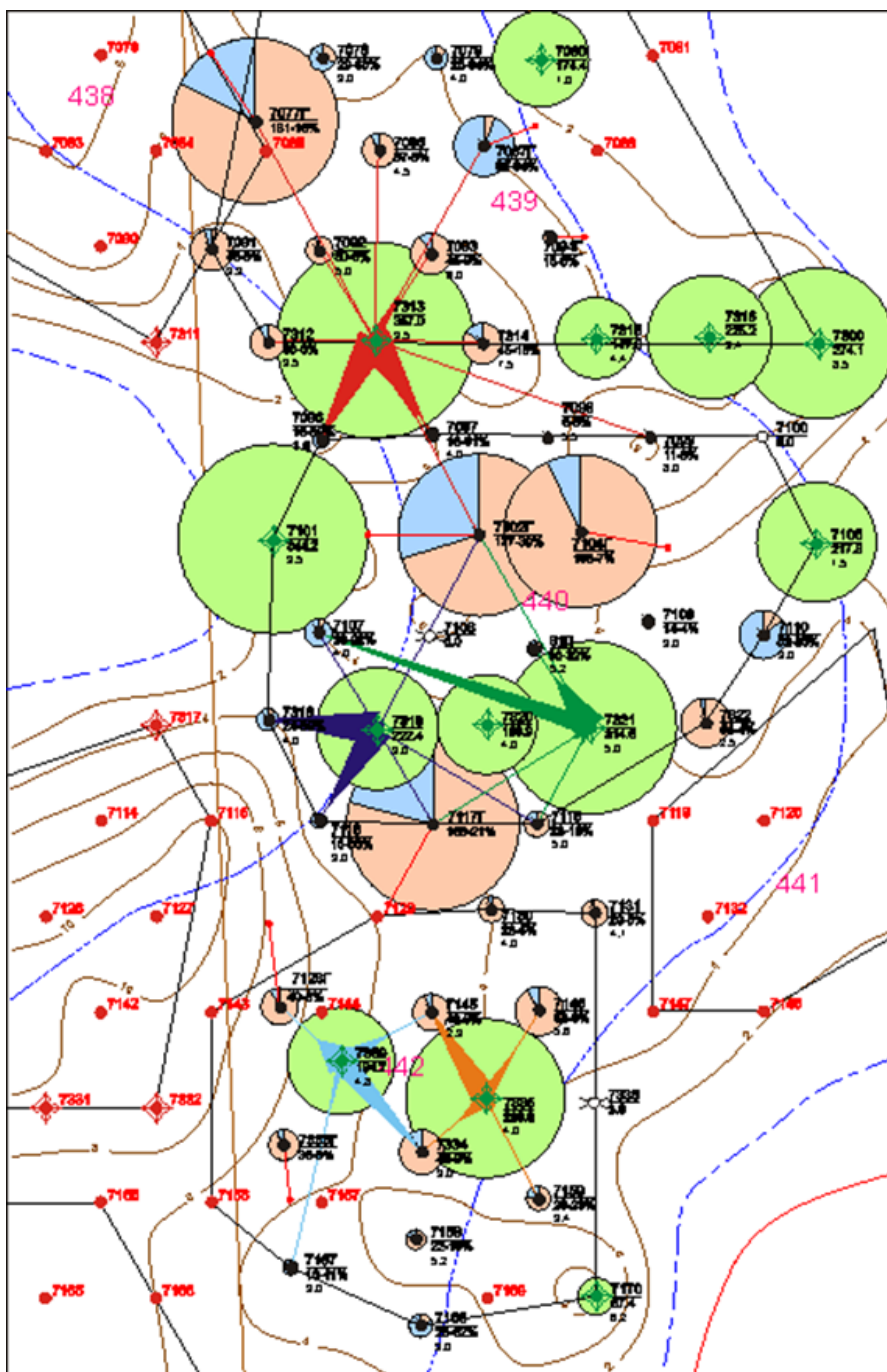


Рисунок 41 - Роза-диаграмма приведенных максимальных скоростей перемещения индикатора от скважин №№ 7313, 7319, 7321, 7335, 7369 Повховского месторождения, пласт ЮВ-1.

Анализ распределения основного объёма каналов низкого фильтрационного сопротивления от нагнетательных скважин по большинству из них показывает несовпадение с каналами максимальной фильтрации (рисунок 42), что говорит о сложной системе трещиноватости и магистральных каналов в совокупности с получением крайне нехарактерных дебитов для юрского объекта, которая могла появиться, по моему мнению, только при влиянии геотектоники. Данный вопрос по участку рассмотрен в следующих главах.

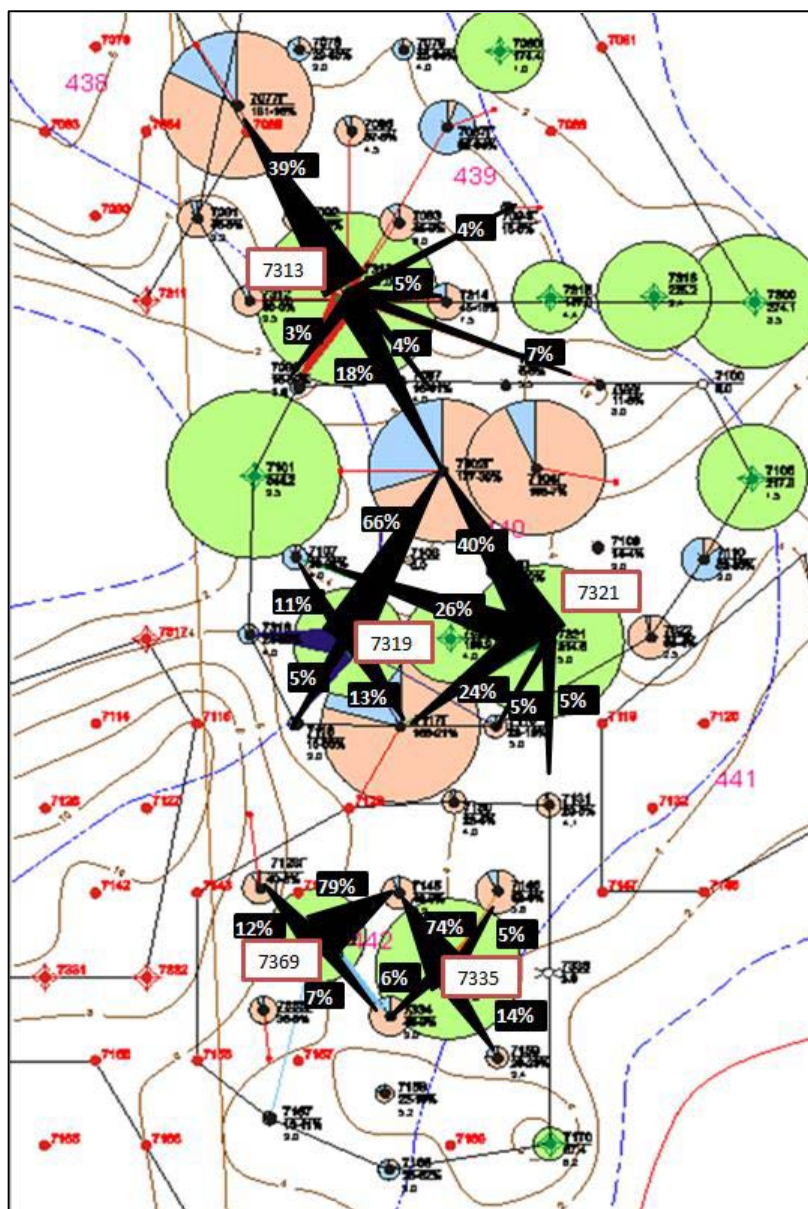


Рисунок 42 - Роза-диаграмма распределения объёмов каналов низкого фильтрационного сопротивления от нагнетательных скважин №№ 7313, 7319, 7321, 7335, 7369 Повховского месторождения, пласт ЮВ-1.

После выполнения мной анализа результатов переинтерпретации 3Д сейсмике, выделения зон повышенной трещиноватости и тектонических нарушений по временным

разрезам, было определено, что весь участок трассерных исследований попадает в зону тектонической активности, что и явилось следствием аномально высоких дебитов жидкости и нефти скважин.

Конечно же, не все определённые исследователями тектонические нарушения имеют точные границы распространения, какие-то могут и не подтвердиться вовсе, на месте других могут оказаться обширные области повышенной трещиноватости, вызванные опять же тектоническими подвижками как вертикального, так и горизонтального характера [73, 96].

Например, в Уватском районе на месторождении Восточный Уват в отложениях пласта ЮВ-2 по данным интерпретации 3Д сейсморазведки выделили 20 экранированных зон, по данным динамического анализа атрибутов порядка 70 предполагаемых разломов. На начальном этапе геологоразведки ВНК считался наклонным [62].

Следующим этапом стала реализация мной проекта по поиску и разработке методики достоверного определения зон расположения тектонических нарушений, повышенной трещиноватости и напряжённости пород в верхнеюрских отложениях. Для решения данной задачи обратился к 3Д сейсморазведке, результаты которой получаем на этапе геологоразведочных работ, охватывающей всю площадь предполагаемых залежей нефти и имеющей широкие возможности получения различной информации при обработке на современных программных продуктах и вычислительной технике. Требовалось: изучение продуктивных верхнеюрских отложений Повховского месторождения путём углубленного динамического анализа 3Д сейсмике с помощью современного программного обеспечения; проведение анализа и сопоставление данных эксплуатации скважин, геофизических, гидродинамических и специальных исследований.

2.6 Определение зон повышенной трещиноватости и тектонических нарушений методом анализа динамических атрибутов сейсмического волнового поля.

Анализ основан на детальном изучении сейсмического волнового поля с выделением атрибутов, отражающих неоднородность строения пород, вызванных нарушением их целостности. Атрибутом может быть назван любой количественный или качественный параметр. Количество атрибутов, которые можно извлечь из сейсмической информации огромно и их число быстро растёт.

Из-за ограниченности сейсмических методов, отдельные небольшие трещины или малоамплитудные разломы могут быть не обнаружены, но от группы трещин и системы незначительных дизъюнктивных нарушений сейсмический отклик, поддающийся измерению, можем получить [83]. Атрибуты можно подразделить на кинематические и динамические.

Динамические атрибуты позволяют более детально подчеркнуть динамические особенности сейсмических изображений.

Динамические характеристики в виде мгновенных амплитуд, фаз и частот можно получить на основе временных разрезов, обработанных с сохранением относительных амплитуд, при котором обеспечивается учёт таких факторов, как геометрическое расхождение, поглощение и рассеивание энергии волны, отражение, преломление, а также влияние верхней части разреза. Временные разрезы ОГТ, полученные с сохранением относительных амплитуд, служат исходным материалом для получения различных динамических параметров записей. Повышение детальности и разрешающей способности при оценке динамических характеристик волн достигается с помощью преобразования Гильберта и использования аналитического сигнала.

Гильберт-преобразование, это разложение сейсмического сигнала на эмпирические моды и получение информации об амплитудно-частотно-фазовых и временных параметрах волнового сигнала, основывается на представлении сейсмического сигнала в виде аналитического сигнала (комплексной функции), имеющей действительную и мнимую часть:

$$z(t) = s(t) + is_1(t), \text{ где}$$

$z(t)$ - комплексная функция сигнала;

$is_1(t)$ - мнимая компонента сигнала;

$s(t)$ - сопряженная компонента.

Применение способа, основанного на преобразовании аналитического сигнала, представляет ряд преимуществ при анализе сложных суммарных сигналов за счет оценки мгновенных (дифференциальных) амплитуд, фаз и частот. Если сейсмическая трасса -

$$S(t) = A(t) \cdot \cos\theta(t),$$

где $A(t)$ и $\theta(t)$ – соответственно, амплитуда и фаза записи, то сопряженная по Гильберту трасса определяется как –

$$S_1(t) = A(t) \cdot \sin\theta(t),$$

и тогда комплексная сейсмическая трасса будет иметь вид:

$$Z(t) = A(t) \cdot \exp[i \cdot \theta(t)].$$

Мгновенные амплитуды могут быть связаны с литологическими изменениями на границах пластов, в том числе нарушений; несогласными напластованиями; залежами нефти и газа.

Мгновенная фаза не зависит от интенсивности отражений и может быть использована: при выделении слабых когерентных отражений; выделении разрывов, сбросов; прослеживании выклиниваний.

Мгновенная частота позволяет выделить особенности строения отражающих горизонтов с мало меняющимися акустическими жёсткостями. Основное назначение этой характеристики: корреляция сложных отражений; локализация зон выклинивания, приводящих к большим изменениям частоты; выделение зон контактов углеводородов с водой - «плоское пятно». Смещение в сторону низких частот (низкочастотная тень) может наблюдаться на отражениях от горизонтов ниже газонасыщенных пород.

Коэффициент когерентности отражений количественно характеризует гладкость отражающих границ и характер изменения толщины пластов по латерали. От гладких, выдержанных границ наиболее высокие коэффициенты, наименьшие - от массивных тел. Реагирует на локальные изменения толщины слоев, зоны выклинивания, линзовидные включения, границы клиноформ.

Для повышения временной разрешённости сейсмического сигнала использовались математические приемы получения первой и второй производной волнового поля, более чувствительные к изменению толщин и пористости прослоев коллектора. Как инструмент были использованы программные возможности комплекса «PARADIGM», в частности и для дифференциации водонасыщенных, нефтеводонасыщенных и нефтенасыщенных участков коллекторов пласта ЮВ-1 васюганской свиты. Расчёт динамических параметров (использовалось 16 параметрических характеристик, встроенных в комплексе «PARADIGM» Vanguard RC) предполагал возможность оценки не только мгновенных, но и интегральных характеристик сейсмической записи. В данной работе используется окончательное, мигрированное волновое поле, анализ характеристик которого более приемлем для песчано-глинистых толщ прибрежно-терригенного генезиса и имеющих линзовидно-микрклиноформное строение. Все помехи волнового поля, в случае использования окончательной миграции, уже учтены и максимально ликвидированы на этапах обработки.

Можно отметить и следующее - в отличие от классического анализа амплитуд отражения в зависимости от угла падения (AVO- Amplitude Variation with Offset), в котором упор делается на изучение изменений амплитуд и связи этих изменений в основном с газонасыщенными породами, комплекс «PARADIGM» Vanguard RC позволяет изучить изменения фазовой, частотной, скоростных (включая и ускорения) и многих других характеристик сейсмических

волн в осадочных комплексах, имеющих водонефтяное насыщение. В тексте работы дано полное описание комплекта атрибутов и их параметров комплекса «PARADIGM» Vanguard RC. Один из используемых атрибутов сейсмической волны - Косинус мгновенной фазы сейсмической волны (Cosine of Instantaneous Phase) - по своей математической структуре наиболее приближен к AVO-анализу, однако использует уже готовый миграционный куб сейсмических данных 3D.

Одним из важнейших критериев получения оптимального динамического атрибута, наиболее точно раскрывающего структурные особенности пласта ЮВ-1, является выбор временного окна таким образом, чтобы наиболее детально изучить продуктивную часть по всей площади. В результате перебора размера временного окна были выбраны следующие граничные величины - верхняя граница (Time Above) от оси синфазности ОГ U_1_1 (Ю1) - 15.0 мс, нижняя граница (Time Below) от оси синфазности ОГ U_1_1 (Ю1) - 35.0 мс, т. е. ширина окна составила 20.0 мс.

Были изучены следующие сейсмические атрибуты:

- | | |
|--|--|
| 1. Amplitude - | Амплитуда сейсмического
волнового сигнала; |
| 2. Instantaneous Phase - | Мгновенная фаза сейсмического
волнового сигнала; |
| 3. Instantaneous Frequency - | Мгновенная частота сейсмического
волнового сигнала; |
| 4. Instantaneous Acceleration - | Мгновенное ускорение
сейсмического волнового сигнала; |
| 5. Instantaneous Bandwidth - | Мгновенная полоса частот
сейсмической волны; |
| 6. Cosine of Instantaneous
Phase - | Косинус мгновенной фазы
сейсмической волны; |
| 7. Signal Envelope - | Огибающая сейсмического
волнового сигнала; |
| 8. Envelope Derivative - | Производная огибающей
сейсмического волнового сигнала; |
| 9. Amplitude Weighted
Instantaneous Phase - | Амплитуда, взвешенная по
мгновенной фазе сейсмической
волны; |
| 10. Amplitude Weighted | Амплитуда, взвешенная по |

Instantaneous Frequency -	мгновенной частоте сейсмической волны;
11. Dominant Frequency -	Доминантная частота сейсмической волны;
12. Standard Deviation of Frequency -	Стандартное отклонение частоты сейсмической волны;
13. RMS Frequency -	RMS – частота сейсмической волны;
14. Average Frequency -	Средняя частота сейсмической волны;
15. Pseudoperiod -	Псевдопериод сейсмической волны;
16. Relative Acoustic Impedans -	Относительный акустический импеданс.

Каждый атрибут включал в себя группу параметров, приведенных ниже. Для Amplitude использовались параметры с 1-го по 29, для всех остальных атрибутов предусмотрены параметры с 1-го по 11-ый:

1. Value at Top of Window -	Значение параметра в верхней части окна;
2. Value at Top Horizon -	Значение параметра в верхней части сейсмического горизонта;
3. Average Value -	Среднее значение параметра;
4. Median -	Медиана (средина спектра волны);
5. Largest Positive Value -	Наибольшее положительное значение изучаемого параметра;
6. Largest Negative Value -	Наибольшее отрицательное значение изучаемого параметра;
7. Largest Extremum -	Верхний экстремум спектра изучаемого параметра;
8. Max Absolute Value -	Максимальное абсолютное значение изучаемого параметра;
9. Average of Absolute Values -	Среднее абсолютных значений изучаемого параметра;
10. Energy -	Энергия параметра изучаемого спектра сейсмического сигнала;
11. RMS Value -	RMS-значение изучаемого параметра;

12. Average of Nearest Positive Event – Среднее значение позитивной составляющей спектра изучаемого параметра сейсмической волны;
13. Average of Nearest Negative Event - Среднее значение негативной составляющей спектра изучаемого параметра сейсмической волны;
14. Average Value of Nearest Event - Среднее значение первой составляющей спектра изучаемого параметра сейсмической волны;
15. Nearest Peak - Значения близких пиковых составляющих кривой изучаемого параметра сейсмического волнового сигнала;
16. Nearest Trough - Значения близких «прогибов» составляющей кривой изучаемого параметра сейсмического волнового сигнала;
17. Nearest Extremum - Значения близких экстремумов составляющей кривой изучаемого параметра сейсмического волнового сигнала;
18. First Upper Nearest Peak - Значения первых вступлений близких пиковый составляющей кривой изучаемого параметра сейсмического волнового сигнала;
19. First Upper Nearest Trough - Значения первых вступлений близких «нижних прогибов» составляющей кривой изучаемого параметра сейсмического волнового сигнала;
20. First Upper Nearest Extremum - Значения вступлений первый верхних близких экстремумов;

21. First Lower Nearest Trough - Значения вступлений первый нижних близких экстремумов изучаемого параметра сейсмического волнового сигнала;
22. First Lower Nearest Peak - Величина первый нижних пиковых значений изучаемого параметра сейсмического волнового сигнала;
23. First Lower Nearest Extremum - Величина первый нижних экстремумов значений изучаемого параметра сейсмического волнового сигнала;
24. Area of Nearest Positive Event - Значение площади положительного участка (пик) огибающей волновой кривой изучаемого параметра сейсмического волнового сигнала;
25. Area of Nearest Negative Event - Значение площади отрицательного участка («прогиб») огибающей волновой кривой изучаемого параметра сейсмического волнового сигнала;
26. Area of Nearest Event - Площадь участков огибающей кривой спектра волны первых вступлений изучаемого параметра сейсмического волнового сигнала;
27. Width of Nearest Peak - Значение ширины первых пиковых вступлений изучаемого параметра сейсмического волнового сигнала;
28. Width of Nearest Trough - Значение ширины первых «прогибов» – вступлений изучаемого параметра сейсмического волнового сигнала;
29. Width of Nearest Extremum - Значение ширины первых экстремумов изучаемого параметра сейсмического волнового сигнала.

2.6.1 Динамический анализ сейсмволны по кровле фундамента Западно-Повховского участка

В настоящее время созданы специальные приемы обработки глубинных сейсмических

данных по региональным и опорным профилям, позволяющие изучать динамические свойства волновых полей, вычисляемые в рамках характерного размера локальных неоднородностей гетерогенной среды. Динамические характеристики неоднородных объектов являются более чувствительными параметрами в гетерогенных средах, чем кинематические. Кинематические параметры определяются расстоянием и скоростью распространения волн в среде и используются, в основном, для определения скоростной характеристики толщ пород и пространственного положения изучаемых объектов. Опыт исследований последних лет позволил установить совокупность диагностических признаков - атрибутов сейсмических записей, которые являются количественными характеристиками наблюдаемых волновых полей. К настоящему времени выделено более 50 сейсмических атрибутов, которые используются при интерпретации получаемых материалов для более полного описания геологических структур, свойств пород и флюидов. Значения динамических параметров упругих волн зависят от неоднородности элементарного объёма геосреды, где формируется упругая или акустическая волна. Важным является также и характер неоднородности, к числу которых можно отнести неравномерное распределение слоистости, трещиноватости, пористости, насыщенности и т. п. Именно для определения этих свойств гетерогенной среды используются динамические параметры.

Анализ сейсмо-динамических атрибутов и параметров показал различную корреляцию структурных элементов поверхности пород фундамента с очертаниями распределения значений разной интенсивности. Соответственно определились основные атрибуты, максимально достоверно отображающие фактическую картину тектонических нарушений, совпадающих в плане с границами блоков, выделенных по кровле фундамента и контролируемых их разломами:

1. Мгновенная фаза (Instantaneous Phase) параметра «Значение мгновенной фазы сейсмического волнового сигнала в верхней части» (Value at Top of Window). Определена хорошая сходимость при сопоставлении результатов с зонами поднятий и впадин доюрского комплекса (рисунок 43). Аналогичные результаты получены по параметру «Амплитуда, взвешенная по мгновенной фазе в верхней части сейсмического горизонта (Amplitude Weighted Instantaneous Phase. Value at Top Horizon).

2. Мгновенная полоса частот сейсмической волны (Instantaneous Bandwidth) по параметру «Средних абсолютных значений мгновенной полосы частот сейсмической волны» (Average of Absolute Values). Показывает чёткую плановую корреляцию контуров изогипс кровли доюрского комплекса с сейсмо-динамической частотно-полосовой картиной. Зоны поднятий доюрского фундамента «маркируются» участками проявления хаотичных извилистых плановых динамических сейсмофаций с красной заливкой, соответствующей повышенным значениям данного динамического параметра. Впадинам доюрского комплекса в плане хорошо

соответствуют очертания распределений сине-зеленого цвета, соответствующим пониженным значениям изучаемого параметра.

3. Огибающая сейсмического волнового сигнала (Signal Envelope) по параметру «Значение

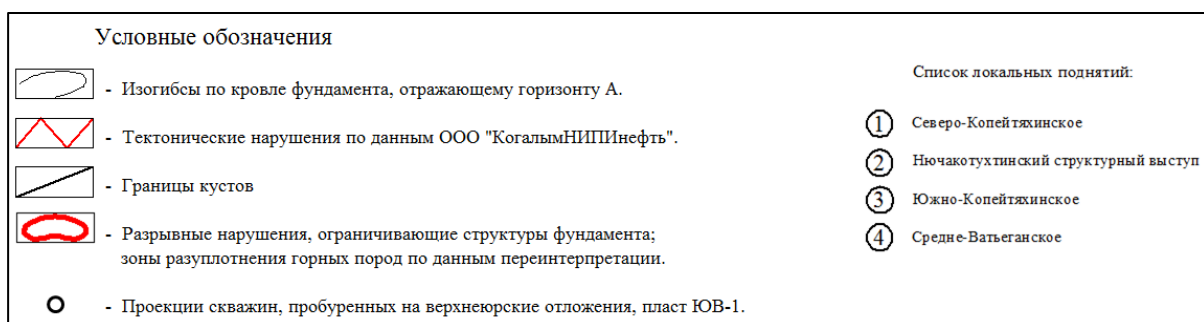
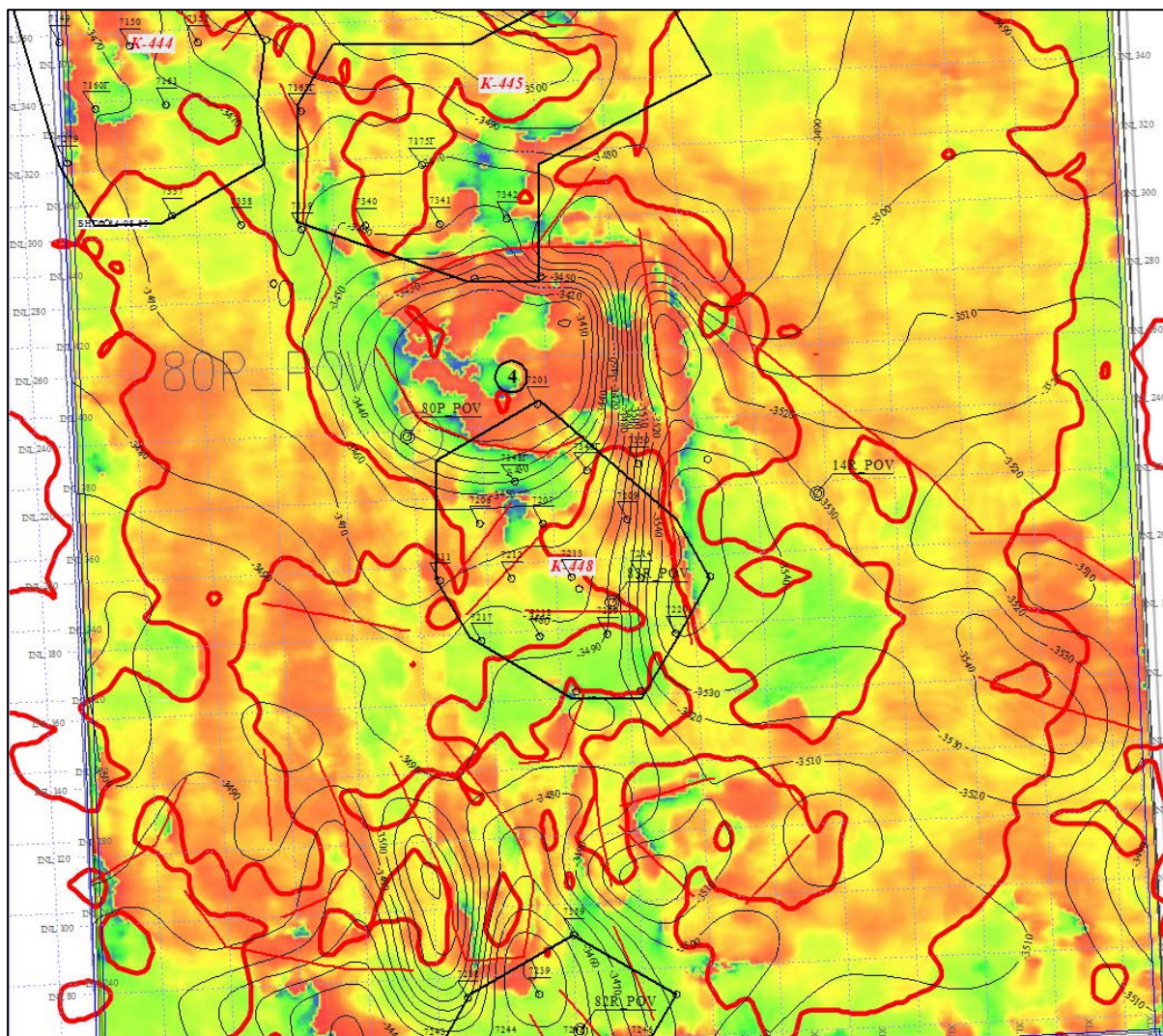


Рисунок 43 - Сопоставление атрибута «Мгновенной фазы сейсмического волнового сигнала» по параметру «в верхней части волны» в интервале отражений от кровли фундамента (ОСГ «А») со структурной поверхностью кровли доюрских отложений, границами тектонических блоков. Западно-Повховский участок.

огибающей сейсмического волнового сигнала в верхней части сейсмического горизонта» (Value

at Top Horizon). Дает чёткую корреляцию контуров изогипс доюрского комплекса с сейсмодинамической картиной (рисунок 44).

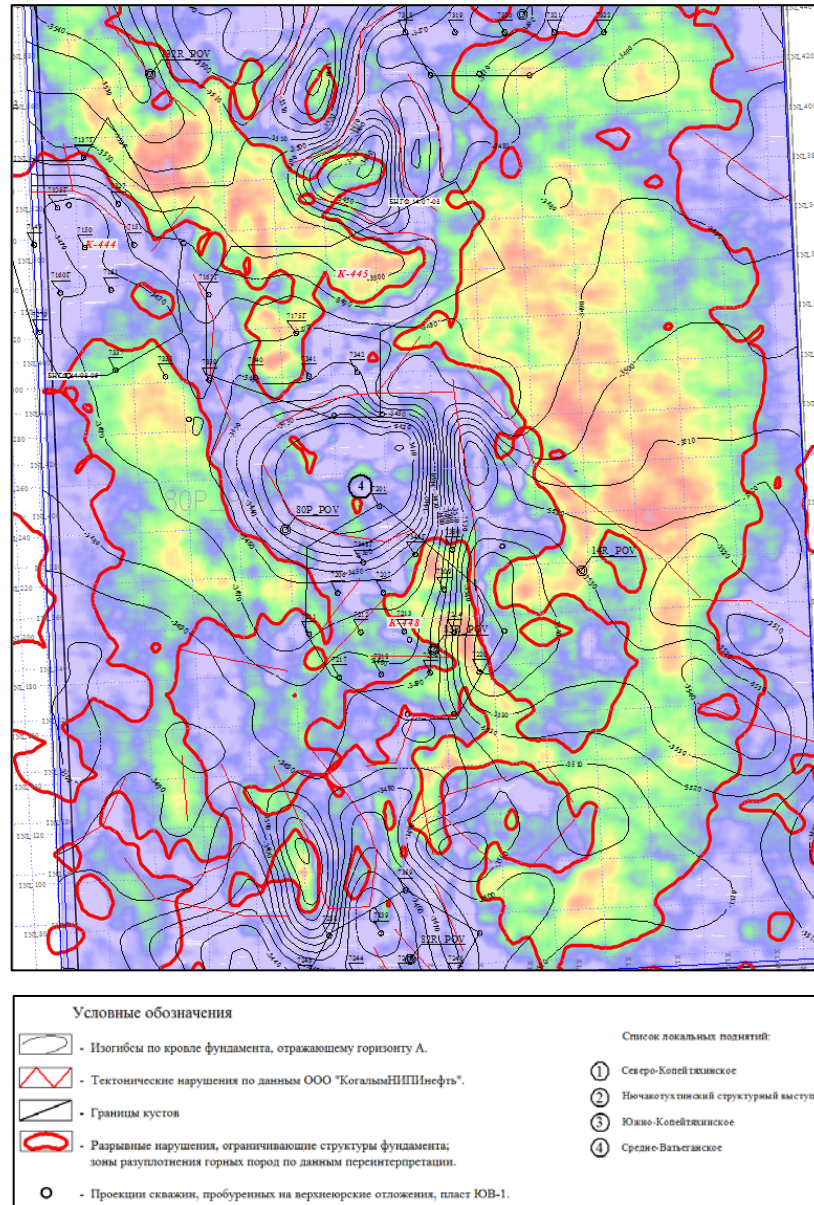


Рисунок 44 - Сопоставление атрибута «Огибающая сейсмического волнового сигнала» (Signal Envelope) по параметру «Значение огибающей сейсмического волнового сигнала в верхней части сейсмического горизонта» (Value at Top Horizon) в интервале отражений от кровли палеозойского комплекса (ОСГ «А») со структурной поверхностью кровли доюрских отложений, границами тектонических блоков. Западно-Повховский участок.

Зоны поднятий доюрского фундамента «маркируются» локальными участками плановых динамических сейсмофаций с «зелено-красной» заливкой, соответствующей повышенным значениям данного динамического параметра. Отчетливо видны границы предполагаемого

изменения рельефа поверхности консолидированных пород. Впадинам доюрского комплекса в плане хорошо соответствуют пониженные значения изучаемого параметра серо-фиолетового цвета. Отмечается высокая степень плановой корреляции разломов-границ с участками повышенных и пониженных значений величины огибающей сейсмического волнового сигнала в верхней части сейсмического горизонта, которые соответствуют как горстообразным выступам фундамента, так и грабенообразным впадинам.

4. Также хорошую корреляцию с границами структур фундамента показал анализ атрибутов «Амплитуда, взвешенная по мгновенной фазе по параметрам «среднее значение» (рисунок 45), «наибольшее положительное значение» и «Мгновенная частота» по параметру «верхний экстремум спектра» (рисунок 46).

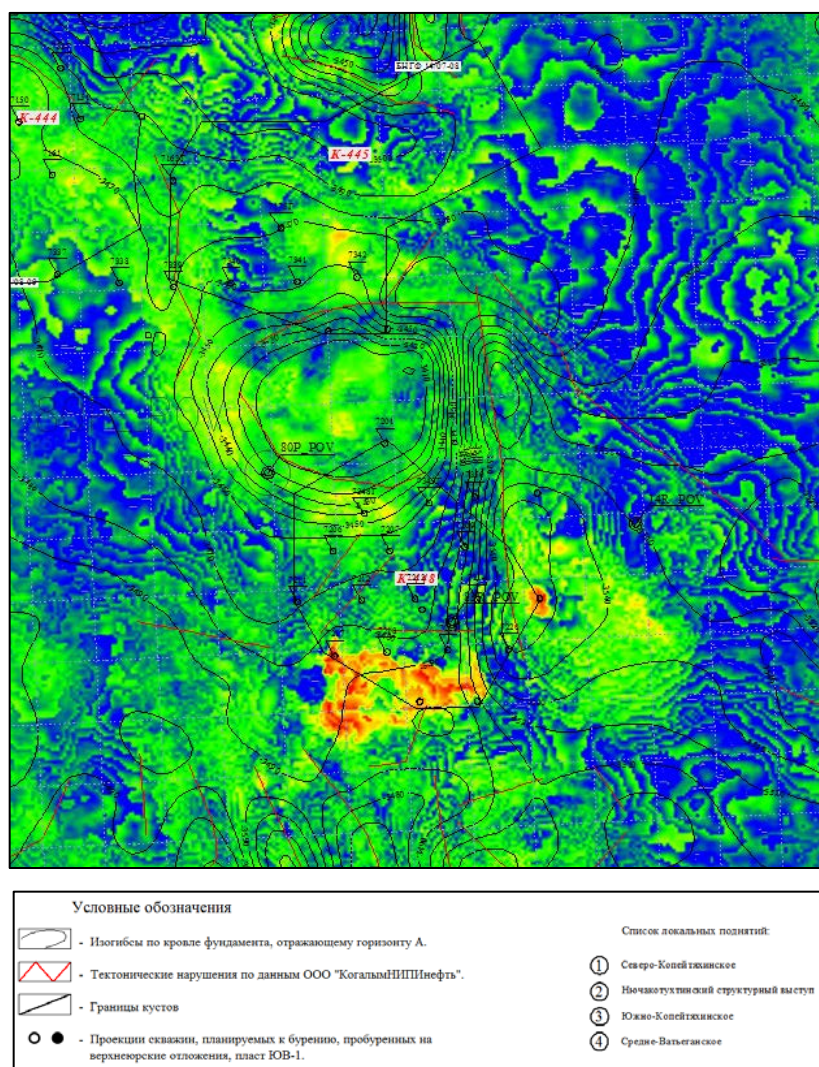


Рисунок 45 - Сопоставление атрибута «Амплитуда, взвешенная по мгновенной фазе» (Amplitude Weighted Instantaneous Phase) по параметру «среднее значение параметра» (Average Value) в интервале отражений от кровли палеозойского комплекса (ОСГ «А») со структурной поверхностью кровли доюрских отложений. Западно-Повховский участок.

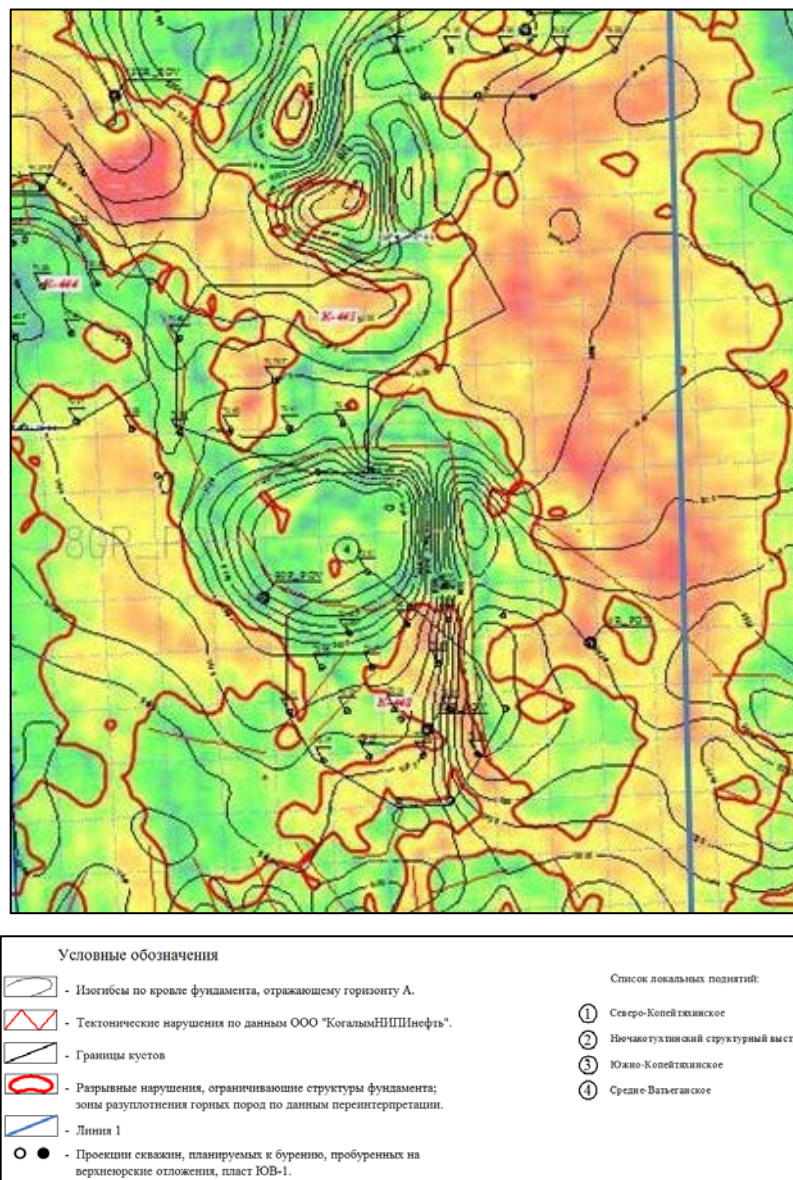


Рисунок 46 - Сопоставление значений атрибута «Амплитуда, взвешенная по мгновенной фазе сейсмической волны» (Amplitude Weighted Instantaneous Phase), параметра «Верхний экстремум спектра амплитуды, взвешенной по мгновенной частоте сейсмической волны» (Largest Extremum) в интервале отражений от кровли палеозойского комплекса (ОСГ «А») с структурной поверхностью кровли доюрских отложений, границами тектонических блоков. Западно-Повховский участок.

Можно с уверенностью говорить о том, что проведённый сейсמודинамический амплитудно-фазовый анализ отражает местоположения выступов фундамента - горстов и грабенообразных линейных впадин, заполненных слоистыми осадками (рисунок 47). Поверхностям горстообразных выступов соответствуют участки, к которым приурочены зоны практически равнозначных плановых распределений со слабой дифференциацией изучаемых динамических параметров. Предполагается, что это связано с литологической однородностью

плоскообразных вершин горстовых поднятий или с корами выветривания.

Впадинам доюрского комплекса в плане хорошо соответствуют очертания распределений величин амплитуд, взвешенных по мгновенной фазе сейсмической волны в верхней части с явной «слоистостью», отражающей клиноформно-линзовидное осадконакопление, присущее отложениям переходного комплекса в пониженных участках фундамента. С результатами интерпретации сейсмических данных и выделения локальных тектонических нарушений ООО «КогалымНИПИнефть» и ООО НПЦ «Геостра», корреляция относительная.

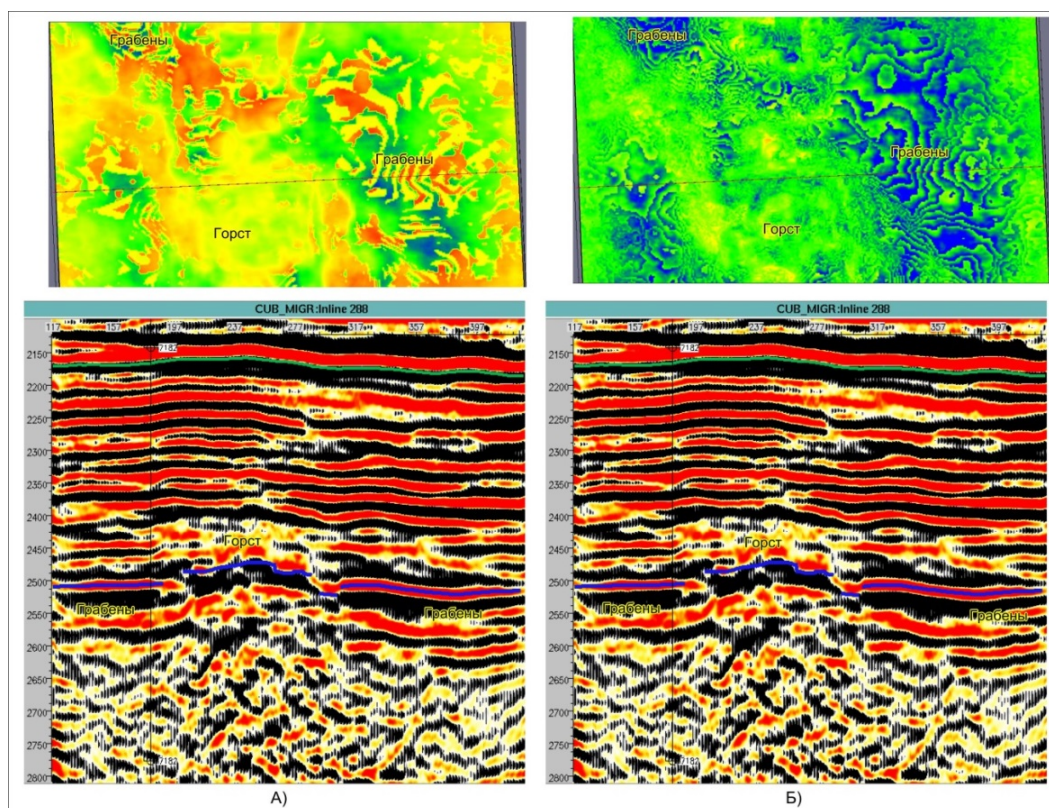


Рисунок 47 - Сопоставление планового распределения динамических параметров «Значение амплитуды, взвешенной по мгновенной фазе сейсмической волны в верхней части сейсмического горизонта» (А) и «Среднее значение амплитуды, взвешенной по мгновенной фазе сейсмической волны» (Б) с временным разрезом по линии InLine 288.

В восточной части исследуемого участка выделяется вытянутая с юга на север жёлто-оранжевая сейсмофа́ция (рисунок 44, 46), интерпретируемая как впадина или грабен. На сейморазрезе по линии 1, отмеченной на рисунке 46, можем наблюдать некоторое понижение кровли фундамента с последующим плавным увеличением абсолютных отметок в северном направлении без явных признаков тектонических нарушений до небольшого горстообразного поднятия в районе скважин №№ 7110, 7100 (рисунок 48). Отмечается зоны деструкции в нижне-среднеюрских отложениях небольшой амплитуды.

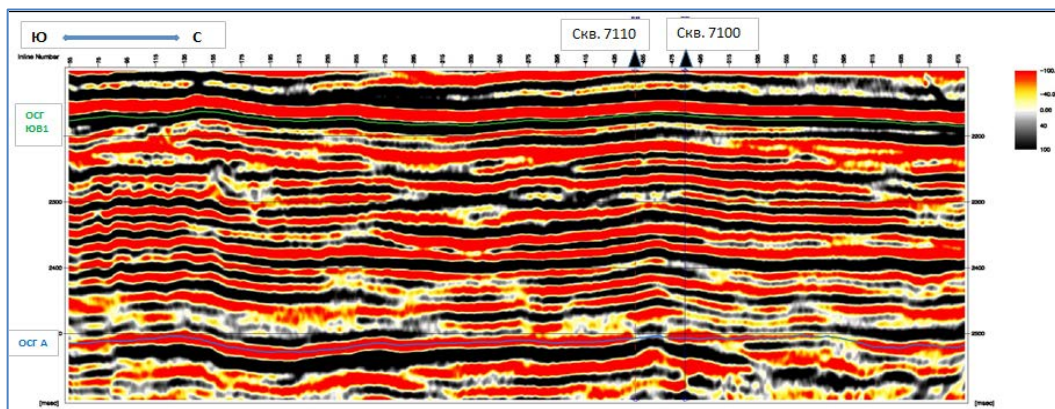


Рисунок 48 – Сейсморазрез по линии 1 (рисунок 37) юрских отложений Западно-Повховского участка.

Для выделения линейных (чётких) границ дифференцированных зон поверхности консолидированной коры был выполнен тренд-анализ 2 порядка (через параболическую поверхность) поля сейсмической волны атрибута «Амплитуда, взвешенная по мгновенной фазе» (рисунок 49), дифференциация значений которого хорошо коррелируется с изменениями рельефа поверхности фундамента.

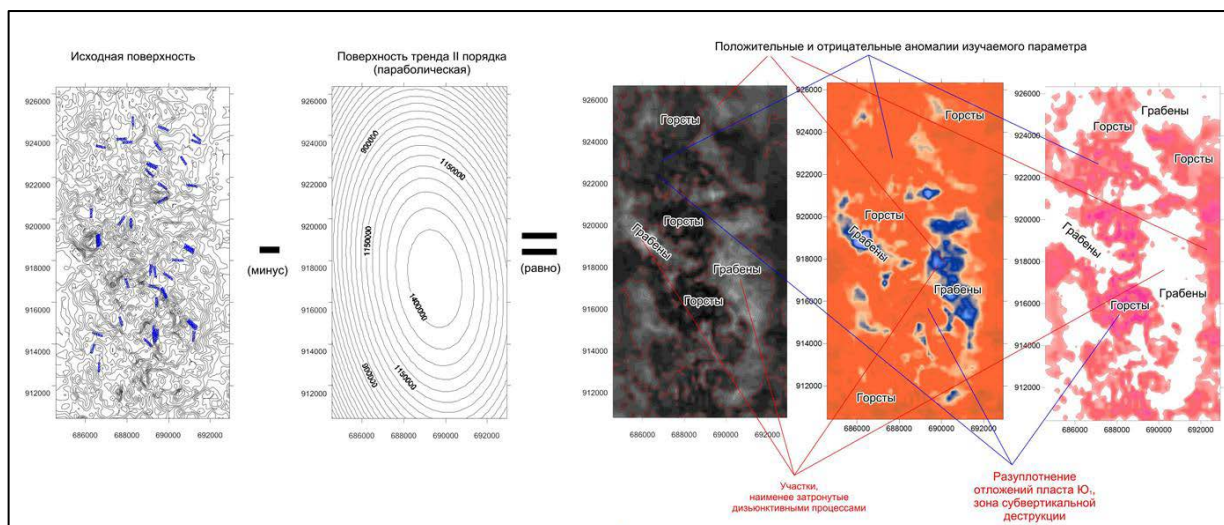


Рисунок 49 - Методика выделения и уточнения разломных границ выступов-горстов и впадин-грабенов (заполненных отложениями переходного комплекса) в отложениях доюрского возраста методом тренд-анализа (тренд II порядка).

Контуры полученных аномальных значений были сопоставлены со структурной картой по кровле отложений доюрского возраста - положениями горстообразных поднятий и впадин-грабенов. Установлена полная плановая корреляция между тектоническими элементами структурной поверхности кровли доюрского комплекса и аномалиями разного знака изучаемых

динамических параметров.

Границы положительных и отрицательных аномалий, полученных по тренд анализу атрибута «Амплитуда, взвешенная по мгновенной фазе» были сопоставлены с результатами анализа других параметров волнового поля (рисунок 50).

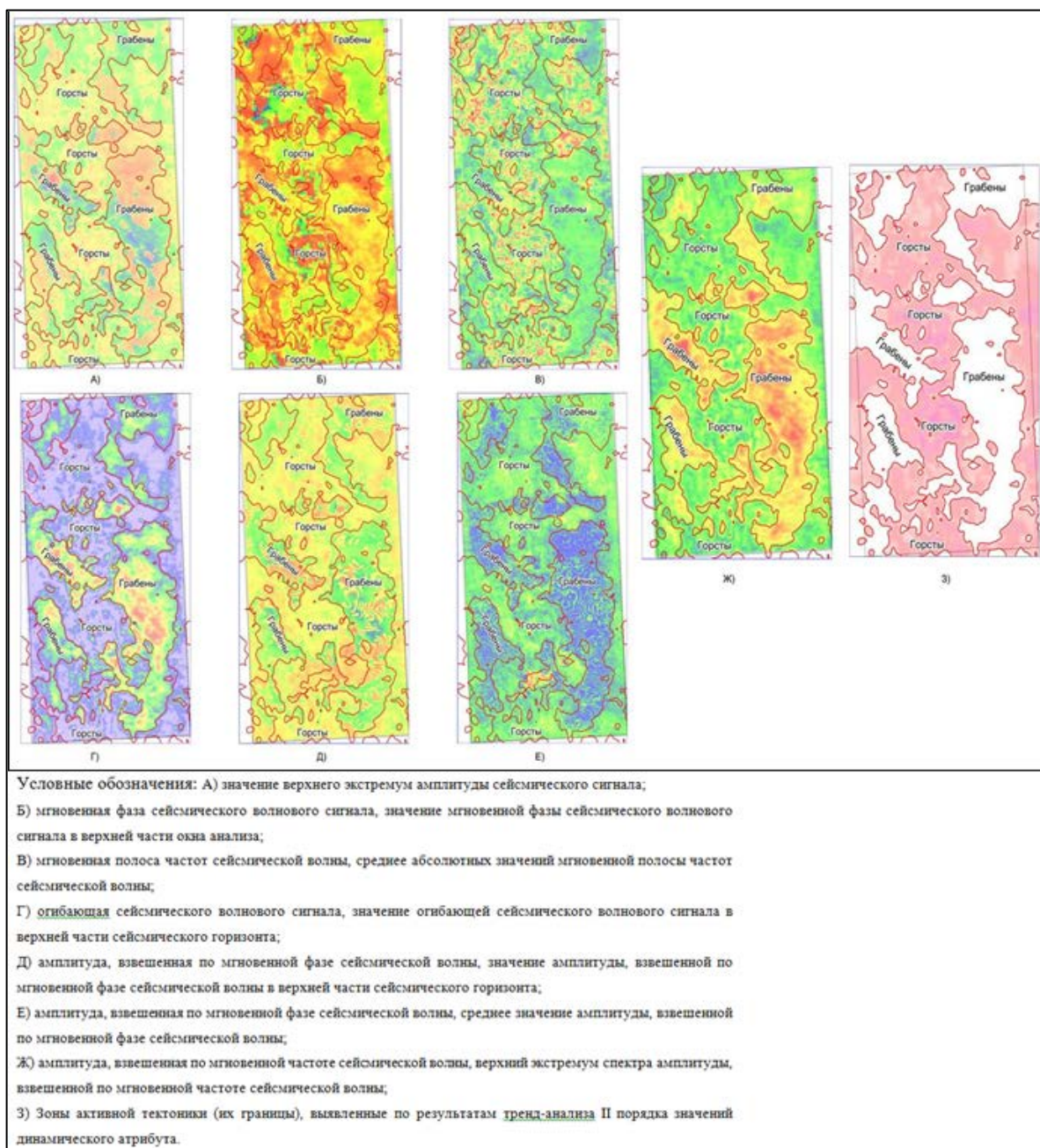


Рисунок 50 - Результаты динамического анализа различных атрибутов сейсмической волны по кровле доюрского комплекса. Западно-Повховский участок.

Имеем высокую степень плановой корреляции границ выделенных горстообразных поднятий и впадин-грабенов с динамическими границами положительных и отрицательных аномалий значений амплитуд, взвешенных по мгновенной частоте сейсмической волны

Amplitude Weighted Instantaneous Frequency (Largest Extremum). Стоит отметить, что границы зон повышенной трещиноватости по методу тренд-анализа получены математическим путём.

Таким образом, определено региональное изменение динамического параметра, выделены зоны положительных и отрицательных аномалий данного атрибута, их границы наложены на карты других рассматриваемых параметров сейсмической волны.

2.6.2 Динамический анализ верхнеюрских отложений Западно-Повховского участка

Анализ проводился перебором различных атрибутов и параметров волнового поля в программном комплексе «PARADIGM», аналогично анализу кровли доюрского комплекса. Были определены основные из них, наиболее точно выделяющие зоны повышенной трещиноватости и субвертикальной деструкции:

1. Атрибутный анализ мгновенных частот (Instantaneous Frequency) сейсмического сигнала по параметру «Верхний экстремум спектра» (Largest Extremum) (рисунок 51). Отмечается блоковая дифференциация нефтеперспективных участков. Остальные параметры данного атрибута показывают слоистое строение пласта ЮВ-1, что будет рассмотрено ниже.
2. Атрибутный анализ «Мгновенных ускорений» (Instantaneous Acceleration) по параметру «Наибольшее положительное значение» (Largest Positive Value) (рисунок 52). Также показал, что на территории Западно-Повховского участка имеет место дифференциация тектонического генезиса верхнеюрских отложений на участки с наименее затронутой тектоническими подвижками и с нарушенной сплошностью пород.
3. Атрибутный анализ «Мгновенного ускорения сейсмического волнового сигнала» по параметру «Верхний экстремум спектра» (Largest Extremum) (рисунок 53).
4. Атрибутный анализ «Мгновенного ускорения сейсмического волнового сигнала» параметра «Максимальное абсолютное значение» (Max Absolute Value) (рисунок 54).
5. Атрибутный анализ «Мгновенного ускорения сейсмического волнового сигнала» по параметру «Среднее абсолютных значений» (Average of Absolute Values).

Можно отметить относительно кольцеобразную форму некоторых участков, границы которых контролируются зонами субвертикальной деструкции (рисунок) и могут быть связаны с геосолитонными трубками [5, 7, 11].

По данным некоторых исследователей, кольцеобразные структуры тектонических нарушений образуются при миграции флюида из пород фундамента в выше лежащие отложения и отмечают явную закономерность образования в данных зонах месторождений нефти и газа [54, 103]. Данный вопрос очень интересен и требует дополнительного изучения.

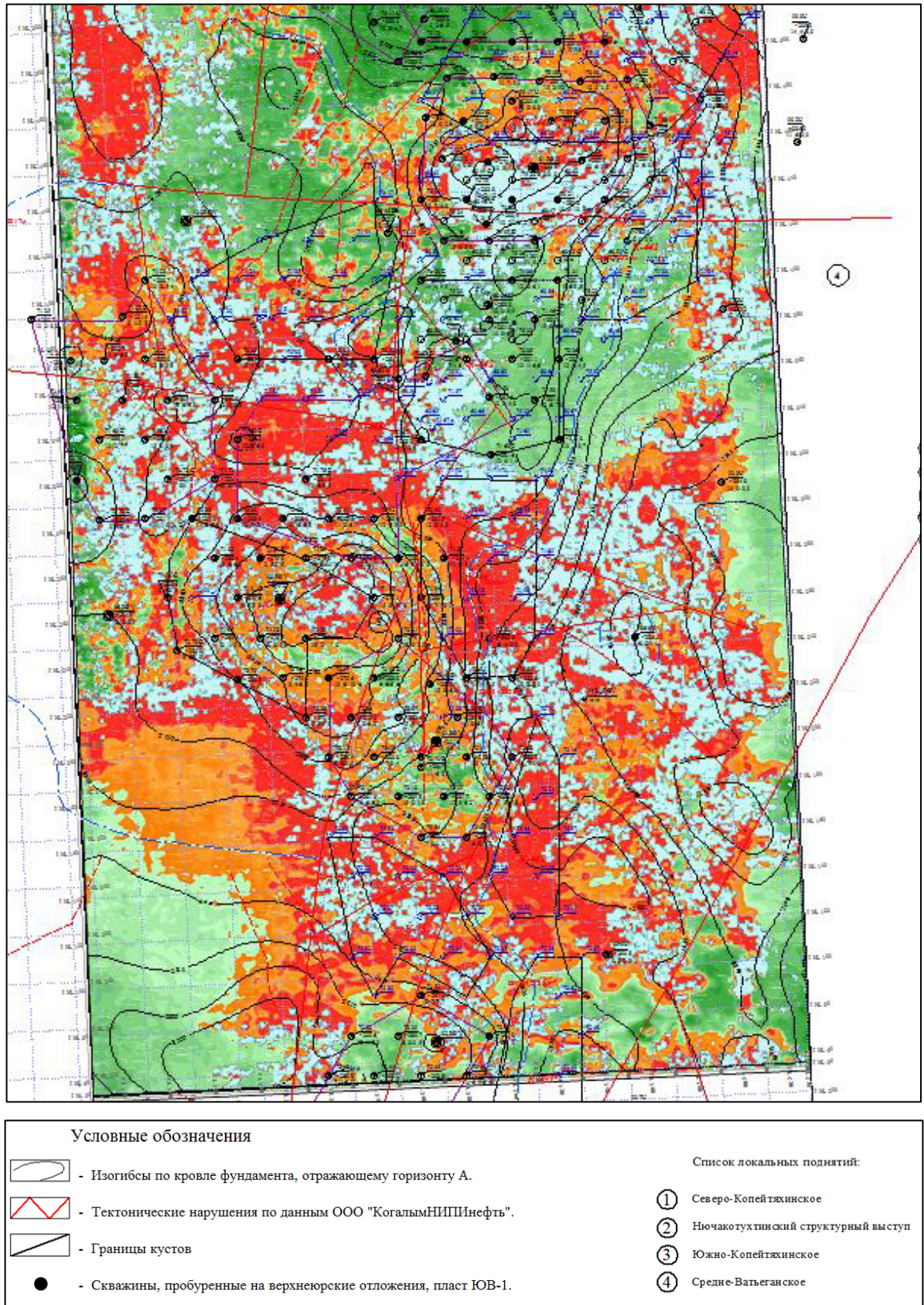


Рисунок 51 - Сопоставление распределения значений верхнего экстремума спектра мгновенной частоты сейсмического волнового сигнала (Instantaneous Frequency, Largest Extremum) в интервале отложений пласта ЮВ-1 со структурной картой кровли пласта ЮВ-1. Западно-Повховский участок.

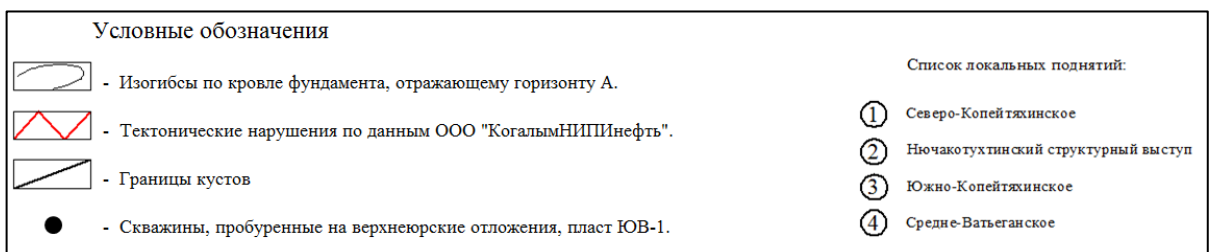
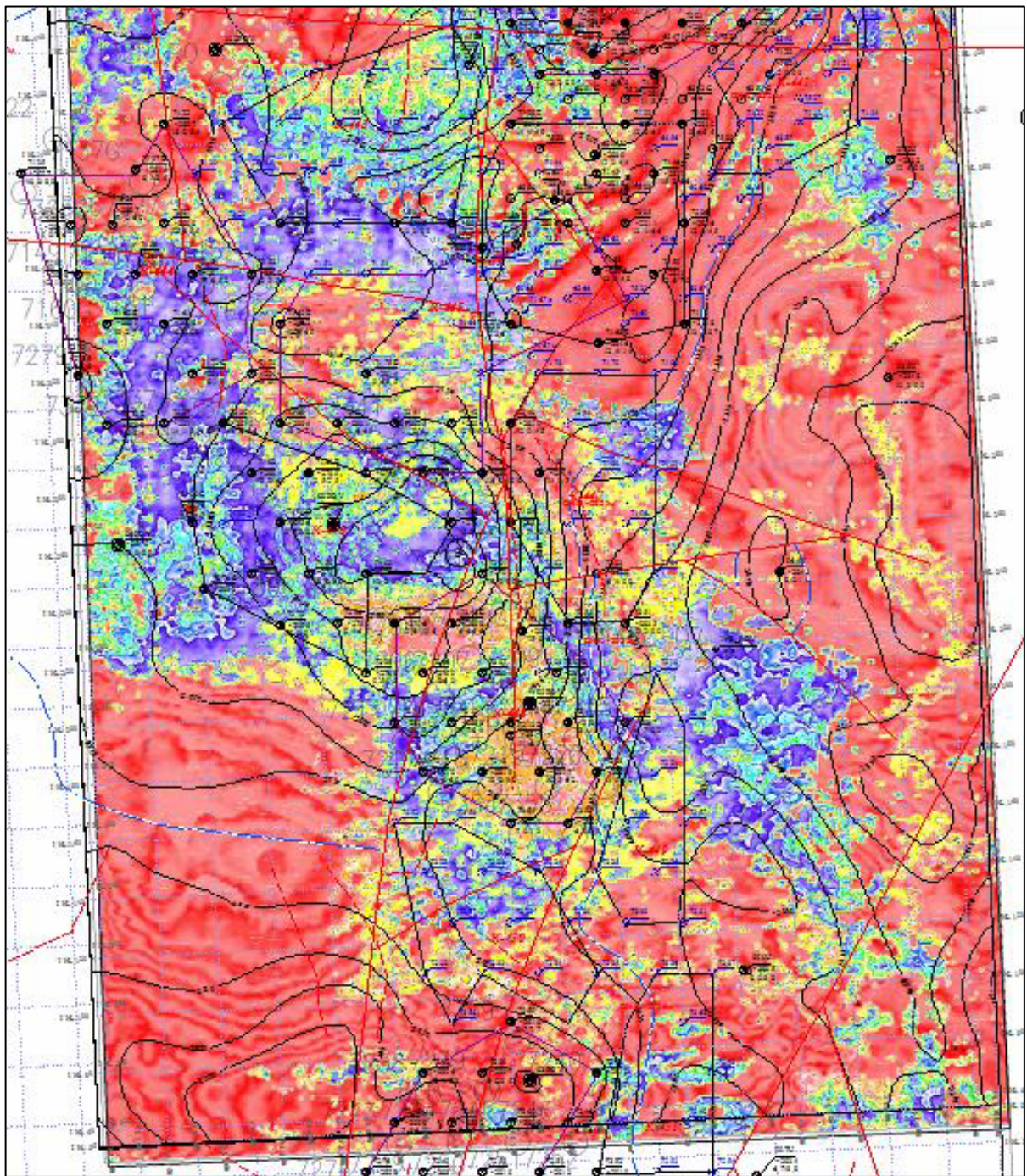


Рисунок 52 - Сопоставление распределения значений «Мгновенное ускорение» сейсмического волнового сигнала по параметру «наибольшее положительное значение» (Instantaneous Acceleration, Largest Positive Value) в интервале отложений пласта ЮВ-1 со структурной картой кровли пласта ЮВ-1. Западно-Повховский участок.

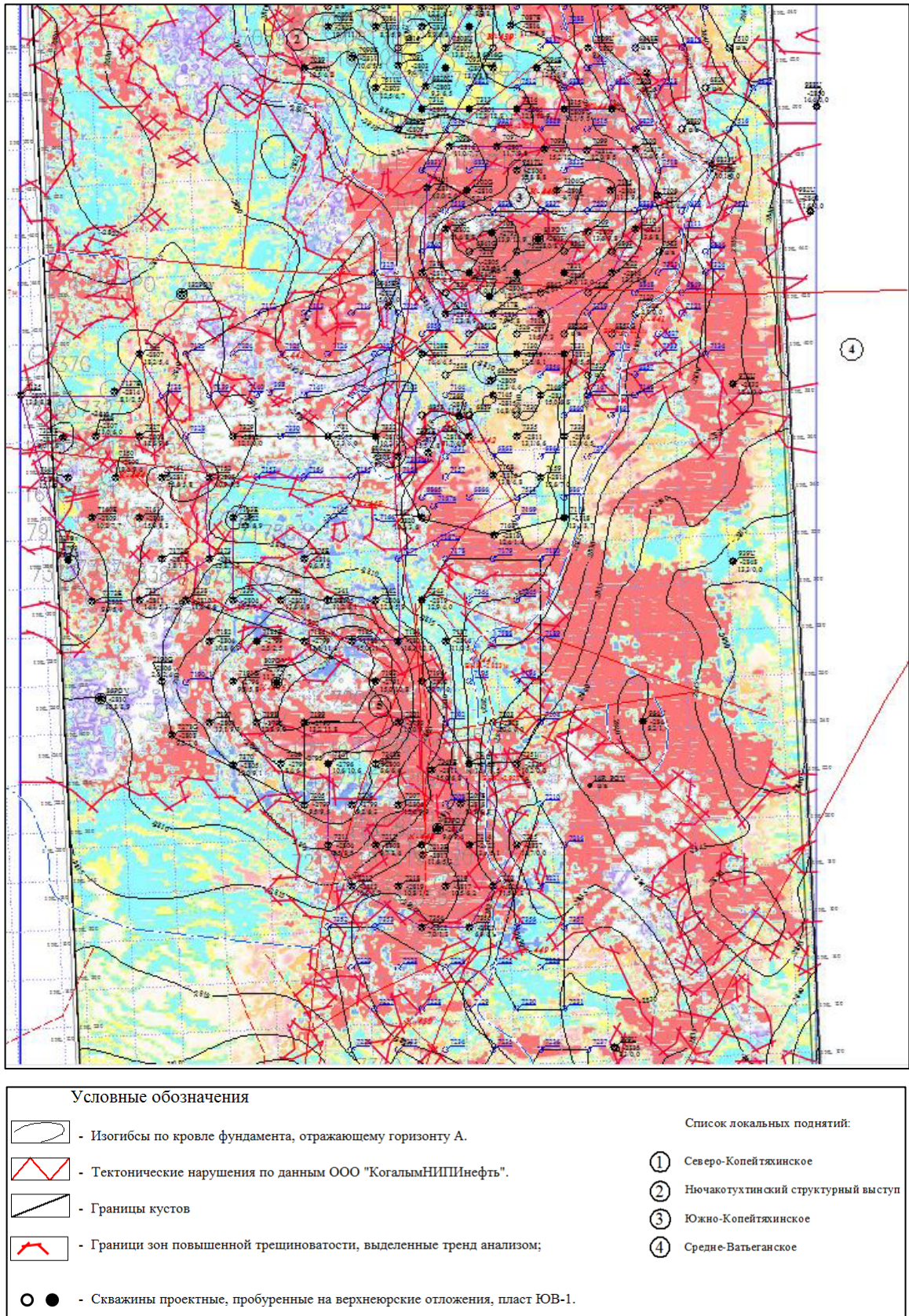


Рисунок 53 - Сопоставление распределения значений «Мгновенного ускорения сейсмического волнового сигнала» по параметру «верхний экстремум спектра» (Largest Extremum) в интервале отложений пласта ЮВ-1 со структурной картой кровли пласта ЮВ-1. Западно-Повховский участок.

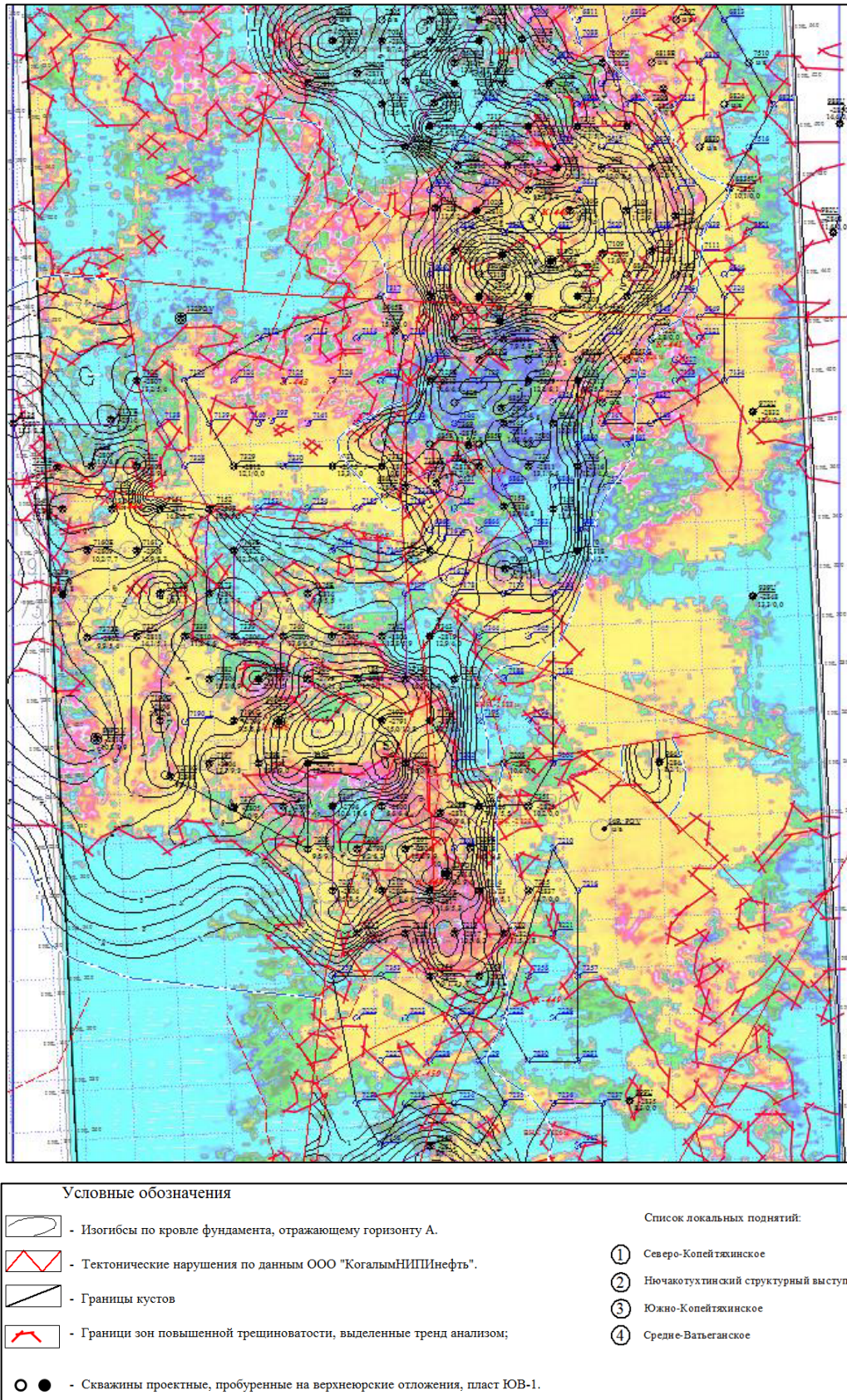


Рисунок – 54 Сопоставление распределения «Мгновенного ускорения сейсмического волнового сигнала» по параметру «максимального абсолютного значения» (Max Absolute Value) в интервале отложений пласта ЮВ-1 со структурной картой кровли пласта ЮВ-1. Западно-Повховский участок.

С целью уточнения границ зон разуплотнения и трещиноватости (зон субвертикальной деструкции) отложений коллекторов пласта ЮВ-1 был проведен тренд-анализ II-го порядка поля распределений наибольшего положительного значения мгновенного ускорения сейсмического волнового сигнала (рисунок 55).

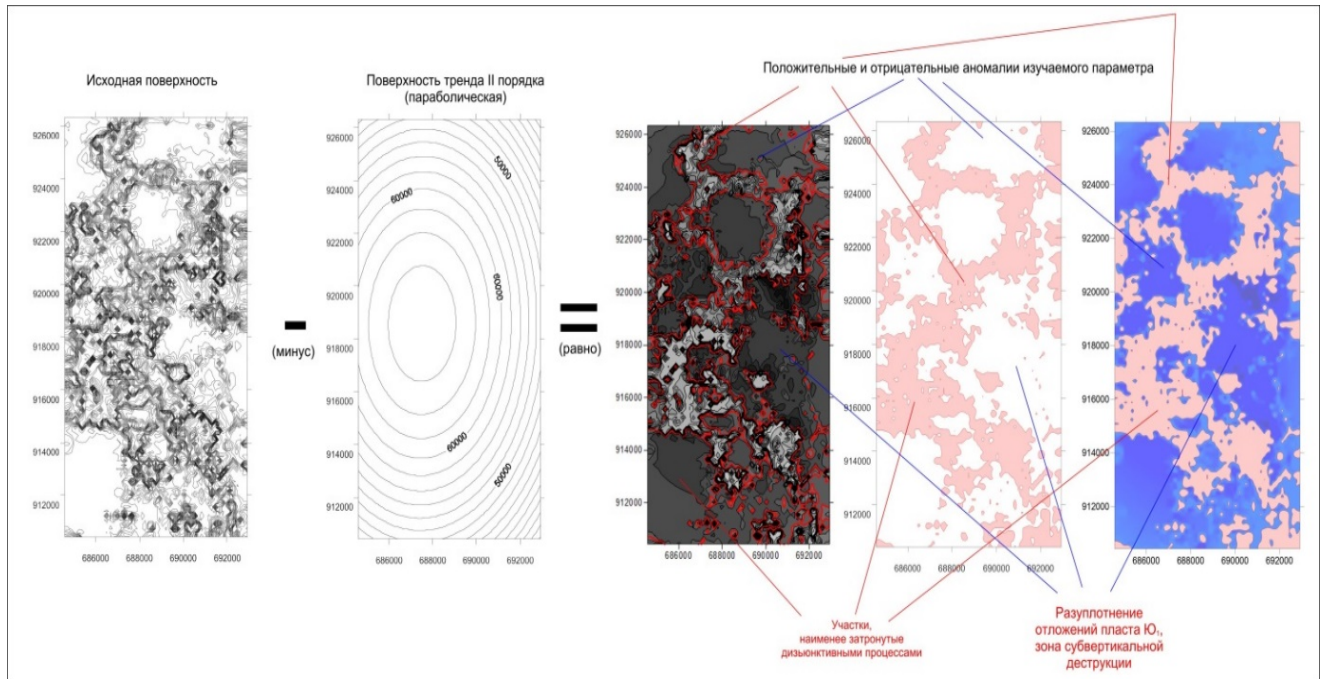


Рисунок 55 - Методика выделения и уточнения границ зон трещиноватости (разуплотнения, зон субвертикальной деструкции) в отложениях пласта ЮВ-1 методом тренд-анализа 2 порядка.

Отчетливо выделяются участки, ассоциированные с зонами повышенной трещиноватости или разуплотнения, совпадающие в плане с зонами резкого изменения значений изучаемых атрибутов, перечисленных выше. Также выделяются участки кольцеобразной формы.

По верхнеюрским отложениям Западно-Повховского участка основным атрибутом динамического анализа, выделяющим аномальные зоны, приуроченного к участкам повышенной трещиноватости и субвертикальной деструкции, является «Мгновенная частота» и «Мгновенное ускорение» сейсмического волнового поля.

Мной было проведено сопоставление планового положения полученных аномальных зон изучаемого динамического параметра кровли доюрских отложений (ОСГ «А») с участками аномалий тренд анализа, приуроченного к кровле коллекторов отложений пласта ЮВ-1 (рисунок 56). Отмечается несколько относительная, но, тем не менее, видимая плановая корреляция зон повышенной трещиноватости (разуплотнения, зоны субвертикальной деструкции) в коллекторах отложений пласта ЮВ-1 (рисунок 56, А) с участками зон повышенной трещиноватости, разломной тектоники (границные участки горст-грабен) в

отложения доюрского возраста (рисунок 56, Б). Зоны повышенной трещиноватости коллекторов пласта ЮВ-1 находятся в прямой зависимости с тектонически «напряженными» участками палеозойского фундамента, приуроченными к границам горст-грабен [97]. Возможно, имеет место быть движение или «кручение» отдельных блоков юры и палеозоя по отношению друг к другу (рисунок 56, В). Очевидно совпадение большей части границ аномальных зон. Изменение местоположения границ трещиноватых участков в верхней юре связано также с усложнением формы и структуры разломов при продвижении вверх по разрезу, появлением многочисленных оперяющихся нарушений, структур горизонтального сдвига, имеющих широкое распространение, выявленных во многих районах Западной Сибири. [12, 31, 32, 94]. При выгрузке карты аномалий кровли фундамента по тренд – анализу несколько неудачно была выбрана цветовая шкала, где зоны повышенной трещиноватости отмечены белым цветом (рисунок 56, В).

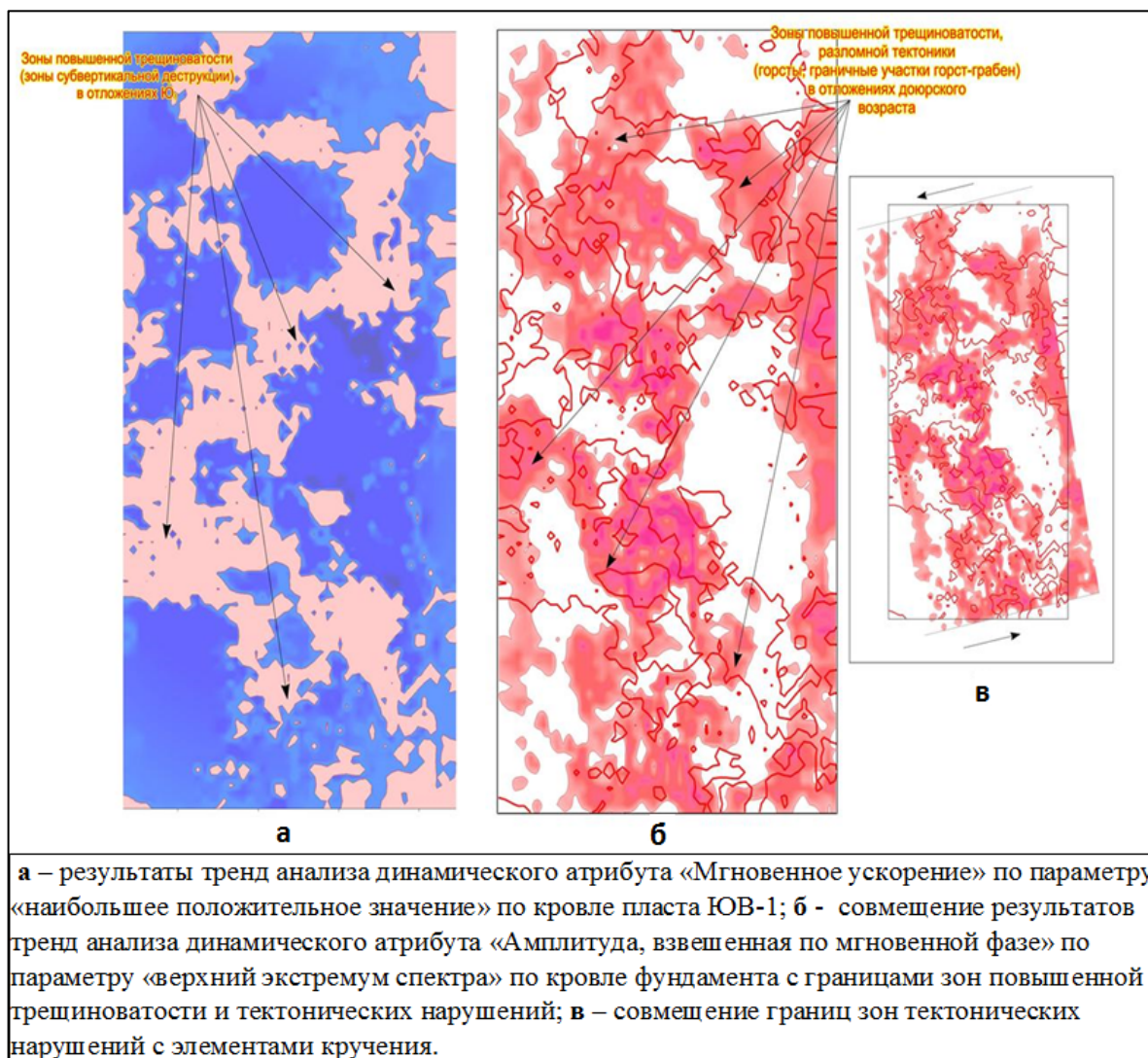


Рисунок 56 - Сопоставление результатов тренд-анализа динамических атрибутов по кровле пласта ЮВ-1 и кровли фундамента. Западно-Повховский участок.

2.6.3 Динамический анализ кровли фундамента Северо-Повховского участка

Обрабатываемый материал 3Д сейсмики имеет худшее качество, чем материал по Западно-Повховскому участку. Сейсмическое поле в целом имеет слабоинтенсивный характер. Сложность сейсмофациального анализа доюрского комплекса определяется неполным снятием кратных волн для этой части сейсмического поля. Это было обусловлено невозможностью полного разделения полезного и шумового сигналов из-за их близких кинематических характеристик. На некоторых участках можем видеть отсутствие выдержанных интенсивных отражений.

На временных сейсморезах кровля консолидированного чехла представляет относительно ровную поверхность, без многочисленных видимых нарушений волновой картины. С запада на восток отмечается один приподнятый блок с предполагаемым эрозионным размывом, для которых характерно спорадическое прослеживание горизонта, искривление и прерывистый характер отдельных осей синфазности (рисунок 57). С юга на север - две неясные положительные структуры, переходящие друг в друга (рисунок 58).

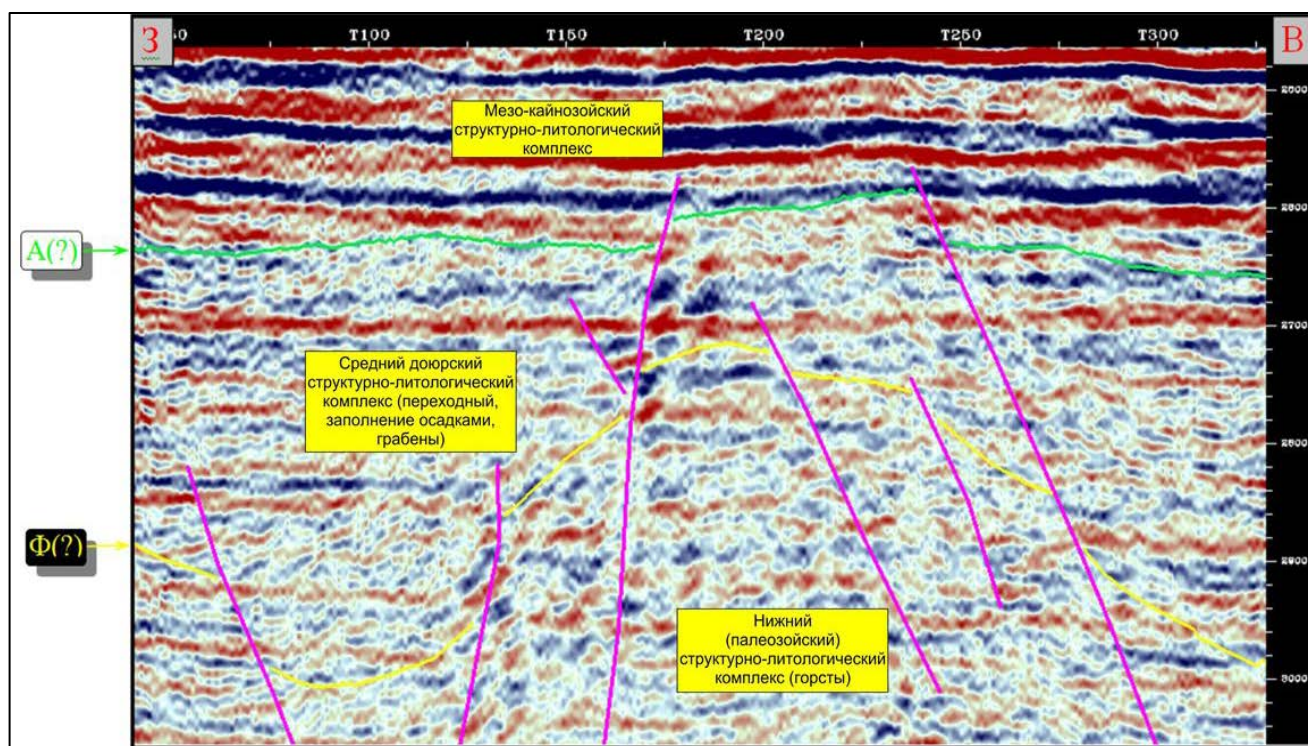


Рисунок 57 - Фрагмент сейсмического временного разреза по профилю inline 131. Строеие доюрского сейсмолитологического комплекса Северо-Повховского участка.

Довольно сложно проследить развитие тектонических нарушений в юрских отложениях, берущих начало в породах фундамента.

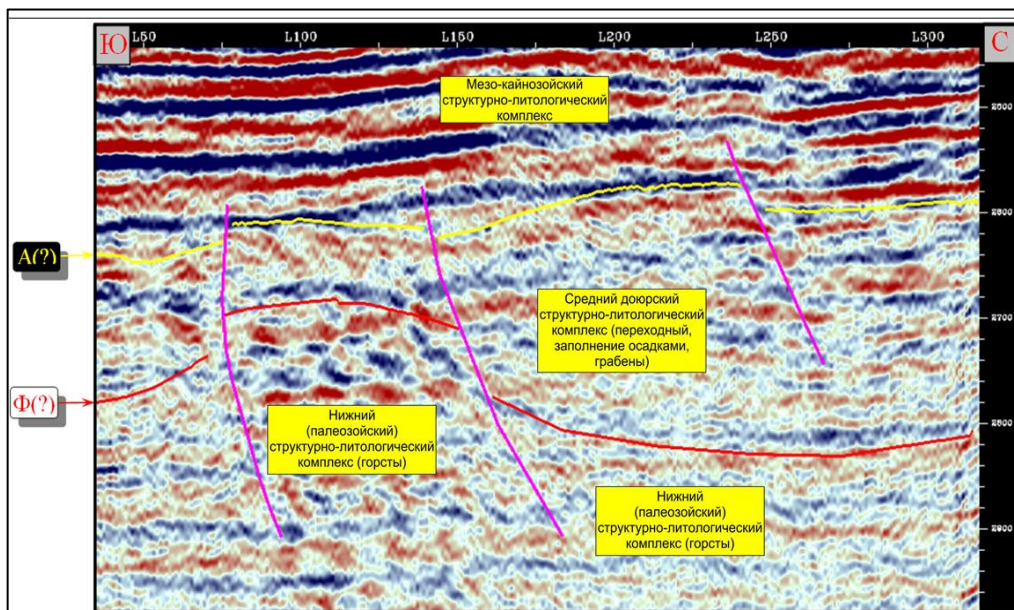


Рисунок 58 - Фрагмент сейсмического временного разреза по профилю crossline 181, доюрского сейсмолитологического комплекса Северо-Повховского участка

Специалистами компании «ПетроАльянс Сервисис Компани» при интерпретации данных 3Д сейсморазведки было проведено тектоническое районирование кровли пород фундамента (рисунок 59), согласно которому можно сделать вывод о том, что породы фундамента подверга-

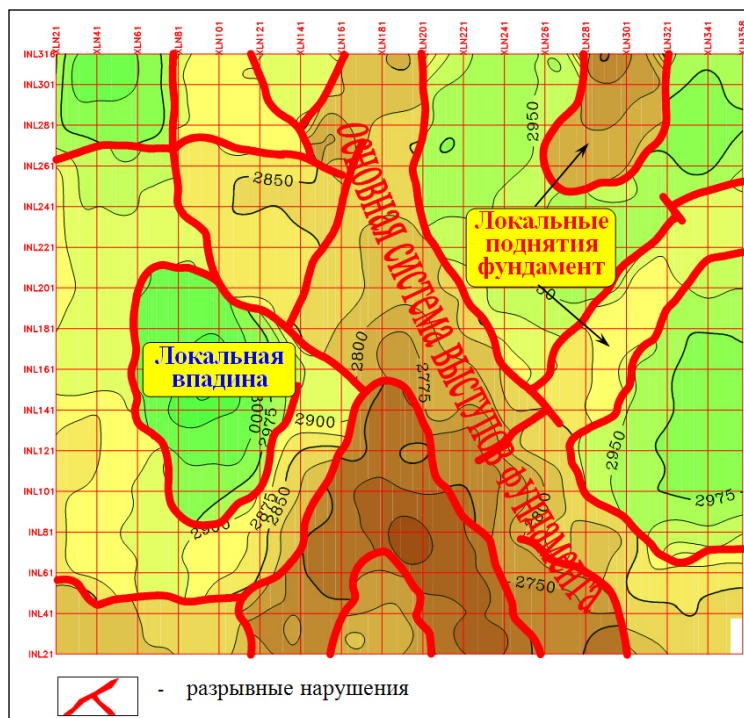


Рисунок 59 - Тектоническая схема палеозойских отложений по данным Сервисной Компании «ПетроАльянс Сервисис Компани» (О. В. Чернова, С. С. Косова, Ю. Б. Хадеева, 1999 г.) Северо-Повховского участка.

лись тектоническим процессам, менее активным относительно соседнего Западно-Повховского участка. Выделена серия выступов, пересекающих район исследований с северо-запада на юго-восток, несколько малоамплитудных впадин. Все отмеченные структуры контролируются тектоническими нарушениями.

Учитывая сложность сейсмического поля доюрских отложений, мной были выделены и прослежены по площади только разломы, оконтуривающие наиболее крупные тектонические элементы 3 порядка (рисунок 60).

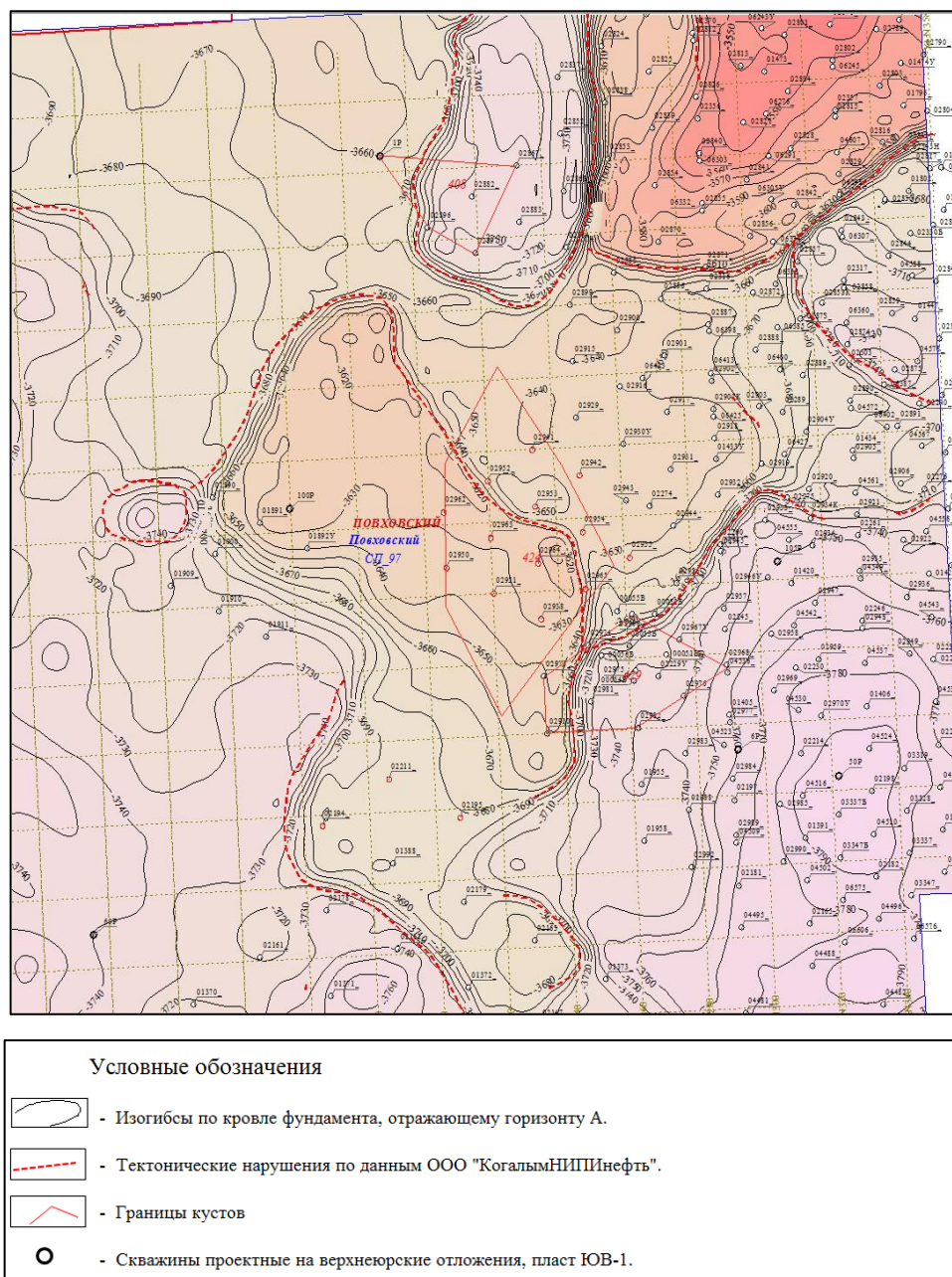


Рисунок 60 - Структурная карта по кровле доюрских отложений с выделением крупных разломов по резким изменениям абсолютных значений, оконтуривающих отдельные блоки. Северо-Повховский участок.

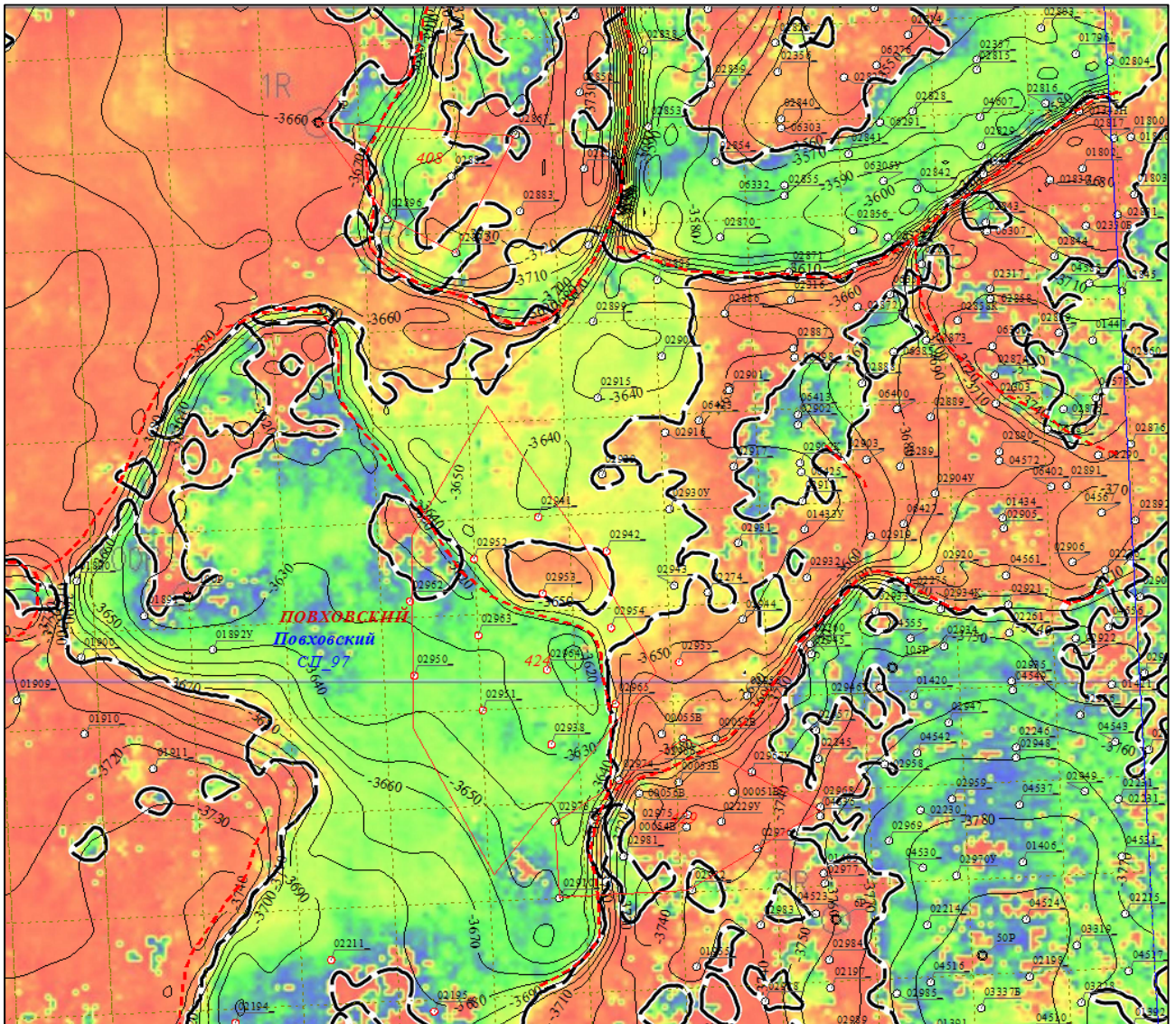
Судить о более крупных тектонических элементах, составными частями которых они являются, по данной ограниченной площади невозможно. Выделяемый в центре площади приподнятый блок имеет асимметричное строение: крутые северо-восточный, северо-западный и юго-восточный борта предположительно контролируются разломами, а более пологий юго-западный - флексурным перегибом. Блок вытянут с север-северо-запада на юг-юго-восток, а его поверхность наклонена на юго-запад. Разная ориентация двух описанных блоков позволяет сделать вывод о возможном развороте в процессе тектонических перестроек центрального блока относительно более крупного северо-восточного.

Следующим этапом выполнили динамический анализ 3Д сеймики по атрибутам, показавшим хорошую корреляцию границ зон с разной интенсивностью с границами блоков - амплитуда, мгновенная фаза, мгновенная полоса частот. Исследовали также и другие параметры сейсмоволны.

Хорошую корреляцию контуров изогипс, границ поднятий и выступов кровли доюрского комплекса с сейсmodинамическим распределением интенсивности изучаемых параметров показали следующие атрибуты:

- анализ амплитуды сейсмического волнового сигнала в верхней части окна (Amplitude, Value at Top Window);
- анализ значений мгновенных фаз сейсмического волнового сигнала в верхней части окна анализа (Instantaneous Phase, Value at Top Window) (рисунок 60);
- анализ значение мгновенной фазы сейсмического волнового сигнала в верхней части сейсмического горизонта (Instantaneous Phase, Value at Top Horizon);
- анализ значений мгновенной полосы частот сейсмического волнового сигнала в верхней части окна (Instantaneous Bandwidth, Value at Top of Window);
- анализ значения амплитуды, взвешенной по мгновенной фазе сейсмической волны в верхней части сейсмического горизонта (Amplitude Weighted Instantaneous Phase, Value at Top Horizon), аналогичные результаты получены по Западно-Повховскому участку (рисунок 61).
- анализ относительного акустического импеданса сейсмической волны (Relative Acoustic Impedans, Largest Positive Value) по наибольшему положительному значению, получена одна из лучших корреляций (рисунок 62).

Можно сделать вывод о том, что имеет место по одним и те же параметрам сейсмоволны получение идентичной картины распределения зон повышенной трещиноватости и тектонических нарушений, совпадающих с границами структурных элементов, обоих изучаемых участков (Западно- и Северо-Повховский). Также отмечено, что из-за имеющихся различий в качестве исходного материала, зависящих: от вида используемой аппаратуры при



Условные обозначения


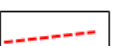
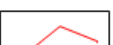
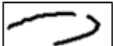

-  - Изогибсы по кровле фундамента, отражающему горизонту А.
-  - Тектонические нарушения по данным ООО "КогалымНИПИнефть".
-  - Границы кустов
-  - Границы структурно-тектонических элементов III - IV порядка
-  - Скважины проектные на верхнеюрские отложения, пласт ЮВ-1.

Рисунок 61 - Значения атрибута «Мгновенных фаз» сейсмического волнового сигнала по параметру «в верхней части окна», совмещённые со структурным планом кровли пород фундамента (ОСГ А). Северо-Повховский участок.

проведении сейсморазведки; от качества первичной обработки и т. д., на одном участке какие-то параметры волны являются более информативными, на другом менее и наоборот.

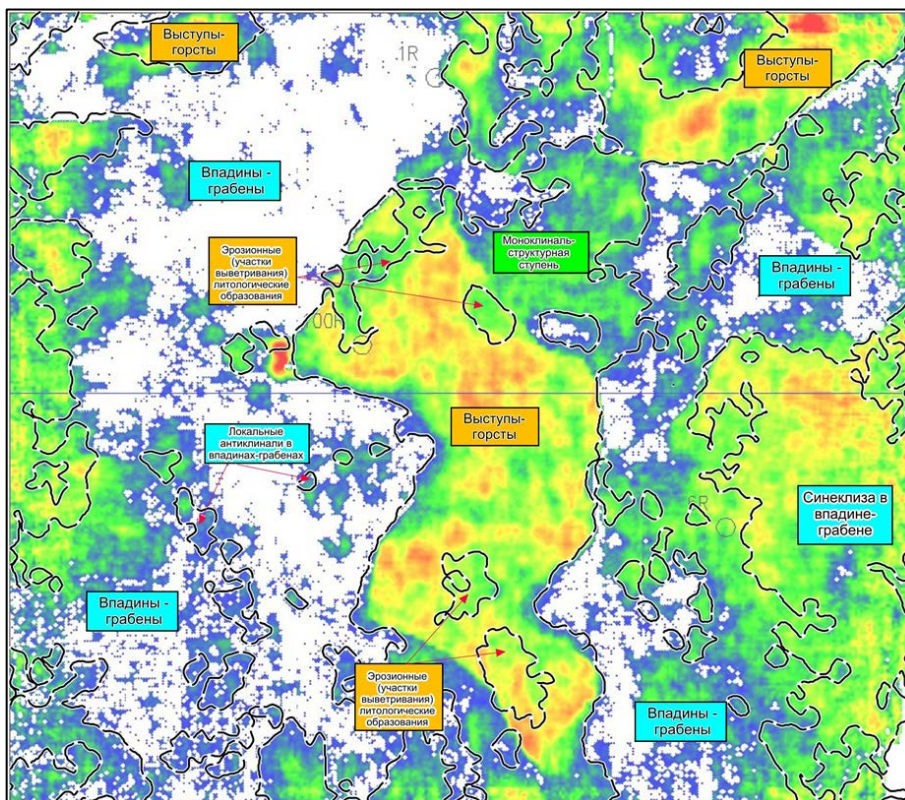


Рисунок 62 - Значения атрибута сейсмической волны «Относительный акустический импеданс» параметра «наибольшее положительное значение» по кровле пород фундамента (ОСГ А). Северо-Повховский участок.

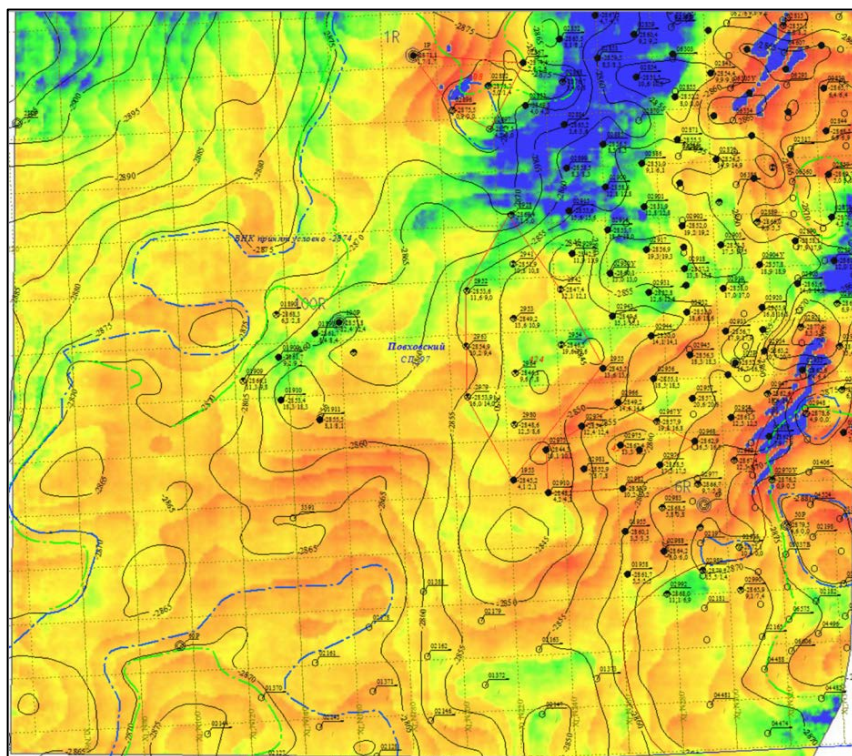
В целом можно уверенно говорить о безусловной применимости динамического анализа сейсмического волнового поля для определения структур поверхности фундамента, связанных с тектоническими движениями отдельных блоков, образованием структур, таких как горсты и грабены, выявления зон повышенной трещиноватости. Осуществлено структурно-тектоническое районирование поверхности отложений доюрского возраста с помощью сеймодинамического анализа атрибутов волнового поля и их параметров. Уверенно определены границы блоков по нескольким атрибутам, выделяемых на временных сейморазрезах, что дает основу для продолжения исследования вышележащих отложений юры по данной методике.

2.6.4 Динамический анализ верхнеюрских отложений Северо-Повховского участка

На Северо-Повховский участке анализ параметров сейсмической волны в верхнеюрских отложениях не показал столь яркой и резкой дифференциации значений, которые по Западно-Повховскому участку чётко отражали зоны повышенной трещиноватости и тектонических нарушений. Переходы более плавные, часть структур фундамента не отображается на картах атрибутов. Выделяются поля различной интенсивности значений в северной и северо-западной

части Северо-Западного участка, по форме совпадающие с формами структур фундамента. Относительно хорошую плановую корреляцию сейсодинамических зон с резкой изменчивостью интенсивности изучаемых атрибутов, приуроченных к кровле коллектора пласта ЮВ-1, с границами положительных и отрицательных структур, выделяемых по кровле фундамента, показали следующие параметры сейсмического волнового сигнала:

- анализ значений мгновенных фаз сейсмического сигнала в верхней части окна (Instantaneous Phase, Value at Top of Window) (рисунок 63);












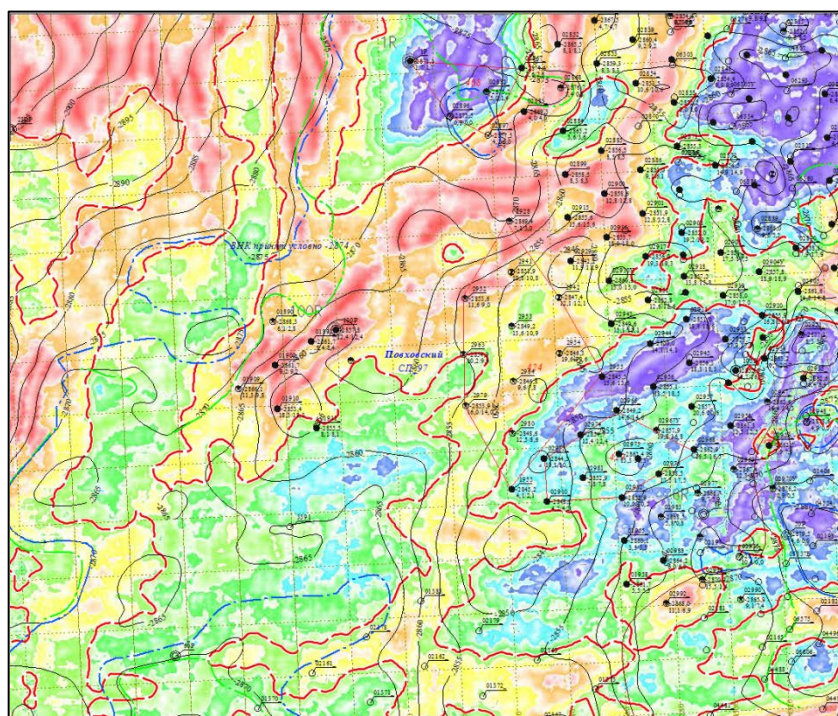
Условные обозначения	
	- Изогипсы по кровле пласта ЮВ-1
	- Границы кустов
	- Условный ВНК ,принятый по данным ООО "КогалымНИПИнефть"
	- Условный ВНК ,принятый по данным СК "Петроальянс"
	- Номер скважины/абсолютная отметка, эффективная толщина, нефтенасыщенная толщина (м)
	- Эксплуатационная скважина, давшая фонтанный приток нефти.
	- Эксплуатационная скважина с неясным насыщением по ГИС
	- Эксплуатационная скважина нефтеносная по ГИС
	- Эксплуатационная скважина не вскрывавшая пласт

Рисунок 63 - Распределение мгновенных фаз сейсмического сигнала в верхней части окна (Instantaneous Phase, Value at Top of Window) по кровле горизонта ЮВ-1. Северо-Повховский участок.

- анализ значений мгновенных ускорений сейсмического волнового сигнала в верхней части окна анализа (Instantaneous Acceleration, Value at Top of Window);
- анализ значений мгновенных ускорений сейсмического волнового сигнала в верхней части сейсмического горизонта (Instantaneous Acceleration, Value at Top Horizon) (рисунок 64);
- анализ средних значений мгновенных ускорений сейсмического волнового сигнала (Instantaneous Acceleration, Average Value) (рисунок 65);
- анализ наибольших положительных значений мгновенного ускорения сейсмического волнового сигнала (Instantaneous Acceleration, Largest Positive Value);
- анализ среднего абсолютных значений производной огибающей сейсмического волнового сигнала (Envelope Derivative, Average of Absolute Values);



Условные обозначения	
	- Изогипсы по кровле пласта ЮВ-1
	- Границы зон распространения положительных и отрицательных аномалий
	- Границы кустов
	- Условный ВНК, принятый по данным ООО "КогалымНИПИнефть"
	- Условный ВНК, принятый по данным СК "Петроальник"
	- Номер скважины, абсолютная отметка, эффективная толщина, нефтенасыщенная толщина (м)
	- Эксплуатационная скважина, давшая фонтанный приток нефти.
	- Эксплуатационная скважина с неясным насыщением по ГИС
	- Эксплуатационная скважина нефтеносная по ГИС
	- Эксплуатационная скважина не вскрывавшая пласт

Рисунок 64 - Распределение мгновенных ускорений сейсмического волнового сигнала в верхней части горизонта (Instantaneous Acceleration, Value at Top Horizon) по кровле горизонта ЮВ-1. Северо-Повховский участок.

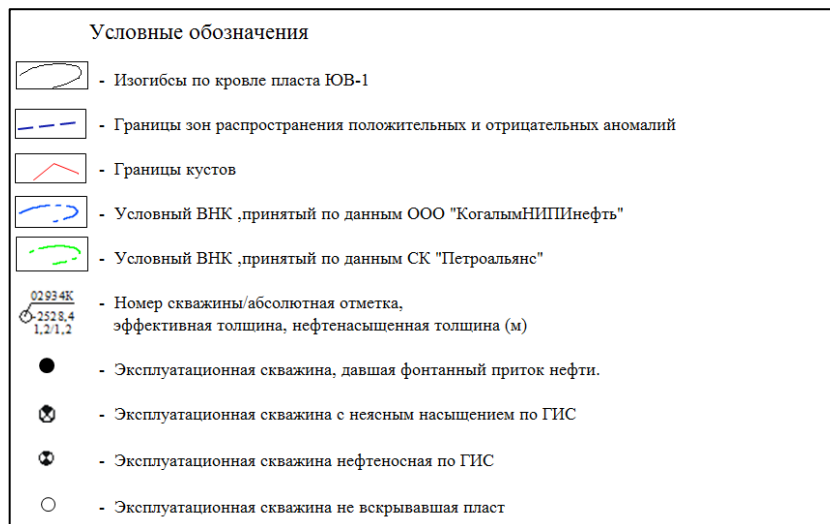
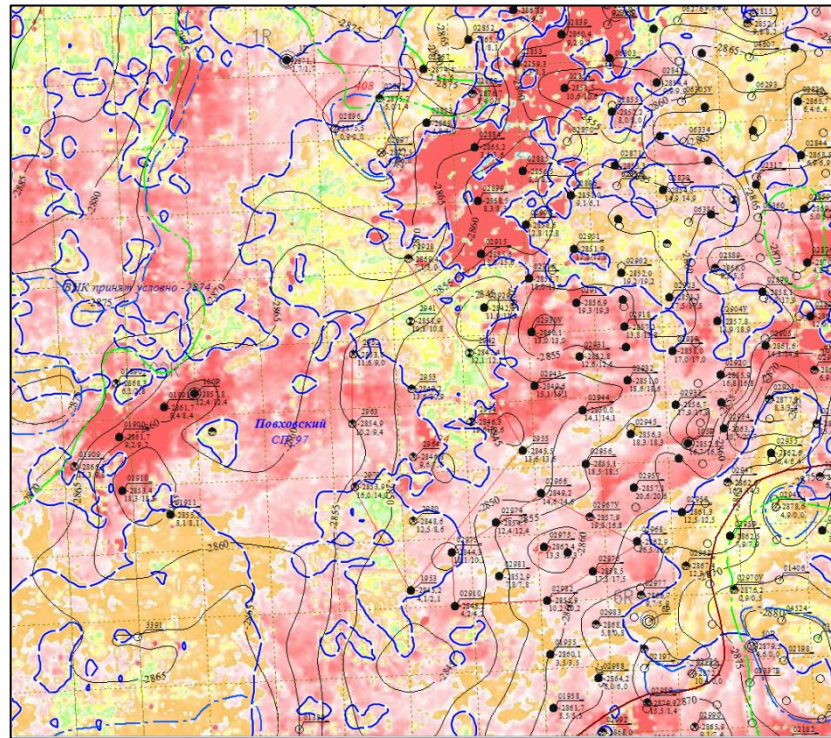


Рисунок 65 - Распределение средних значений мгновенных ускорений сейсмического волнового сигнала (Instantaneous Acceleration, Average Value) по кровле горизонта ЮВ-1. Северо-Повховский участок.

Выделение зон повышенной трещиноватости на основе сейсродинамического анализа на Северо-Повховском участке по кровле пласта ЮВ-1 менее однозначно относительно аналогичной процедуры по Западно-Повховскому участку. Также видим, что не все параметры атрибутов, показывающих чёткое распределение значений между зонами повышенной трещиноватости и спокойной тектонической обстановки на Западно-Повховском участке не дают той же картины на Северо-Повховском участке. Приходится прорабатывать большее количество параметров сейсмического волнового поля. На обоих участках получили хорошую

дифференцированную картину по атрибуту «Мгновенное ускорение». Предполагаемая причина, как отмечалось ранее, в различном качестве материала 3Д сейсморазведки и различии тектонической обстановки [117].

В целом наблюдается аналогичное строение кровли фундамента, осложнённое горстами, наличие тектонических нарушений, имеющих разную протяжённость и проникновение в осадочный чехол. По моему мнению, тектонические процессы были несколько менее интенсивными. По всей видимости, данный район находится на некотором удалении от основных разломов. Предполагаемая более спокойная сейсмическая обстановка отразилась в получении кратно меньших дебитах жидкости и нефти, более быстрому и резкому обводнению скважин, особенно после ГРП.

Схожие работы по динамическому анализу выполнялись на Бахиловском месторождении по атрибутам мгновенной фазы, мгновенной частоты, преобладающей частоты, градиента магнитуды и трассы, локального структурного азимута, относительного акустического импеданса [85]. Некоторые карты не дали дифференцированной картины. Наиболее информативным и сопоставимым со скважинными данными оказался атрибут мгновенной фазы. Как ранее было отмечено, на месторождении Восточный Уват по пласту ЮВ-2 при динамическом анализе сейсмических атрибутов было выделено 70 предполагаемых разломов [62].

В последнее время получило развитие направление изучение свойств пород с использованием данных 3Д сейсморазведки, такое как сейсмическая инверсия, с помощью которой из сейсмической записи извлекается информация об основных упругих параметрах среды - акустический, сдвиговый импеданс и плотность. Получаем с определённой долей вероятности распределение в пространстве различных петрофизических параметров пласта. Моделирование упругих свойств позволяет выявить взаимосвязи петрофизических параметров и сейсмических атрибутов. Представляет собой основу для интерпретации результатов сейсмических инверсий в решении задач прогноза коллекторских свойств пород.

При петроупругом моделировании выполняются следующие работы:

- 1) анализ упругих свойств, полученных на образцах керна и зарегистрированных в скважине в виде кривых каротажа;
- 2) оценка качества кривых акустического каротажа (АК) и плотностного каротажа (ГГК-П);
- 3) коррекция показаний акустического и плотностного методов ГИС за влияние скважины и условий измерения, восстановление показаний в интервалах пропуска;
- 4) обоснование теоретической модели для последующего моделирования упругих свойств и значений упругих параметров породообразующих минералов и флюидов, настройка и апробация алгоритма моделирования;

- 5) оценка качества выполненного моделирования;
- б) содержательный анализ результатов моделирования упругих свойств, подразумевающий классификацию типов пород, в т. ч. коллекторов, в поле нескольких упругих параметров, изучение влияния изменений петрофизических характеристик пород на тренды изменений упругих свойств - формулировка заключения о перспективах выделения коллекторов по сейсмическим данным. Особо стоит отметить высокие требования к качеству сейсмического материала.

Данный метод анализа является информативным и прогрессивным. Однако в рамках решения задач данной диссертационной работы, петроупругое моделирование является отдельным направлением исследований, требующим значительного объема лабораторных изысканий с использованием соответствующего оборудования, оснащенным специальными программными комплексами. Необходим также значительный объем переинтерпретации результатов ГИС. Для меня петроупругое моделирование является следующим этапом научно-производственной деятельности. В перспективе имеет место следующая задача - проверка оптимальности применения петроупругого моделирования в условиях песчанно-глинистого, алевритового осадочных разрезов с минимальной степенью карбонатизации и с наличием в основном трещинного коллектора (при минимуме порового).

2.7 Анализ керна

Отбор керна на изучаемых участках выполнялся на незначительном количестве разведочных скважин, которыми не удалось охватить зоны тектонических нарушений и повышенной трещиноватости.

Подтверждение наличия имевшихся деструктивных процессов, затронувших пласт ЮВ-1, получено на скважинах № 70Р, пробуренной в 2013 г. на восточной границе лицензионного участка Повховского месторождения. Пласт ЮВ-1 выделяется в интервале 3006.0 - 3034.9 м (по ГИС). При интерпретации диаграмм ГИС в пласте было выделено восемь проницаемых пропластков. Первый пропласток - нефтенасыщенный, второй - с неясным характером насыщения (нефть + вода), остальные - водонасыщенные. Керном охарактеризованы с первого по пятый проницаемые пропластки в интервале 3006 - 3019.9 м (долбление 9). С отбором керна по пласту пройдено 13.90 м. Вынос составил 13.90 м (100 %).

Пласт представлен переслаиванием: песчаников светло-серых с голубоватым оттенком, средне-мелкозернистых, алевритистых, неравномерно глинистых, карбонатистых со слойками и прослоями алевролитов чёрных, мелкозернистых, сильно глинистых, углистых и углей чёрных, блестящих, трещиноватых; песчаников буровато-серых, средне-мелкозернистых, алевритовых,

слабо карбонатистых; песчаников светло-серых, мелкозернистых, алевритовых, слабо глинистых, слабо карбонатистых; алевролитов светло-серых, мелко-, крупно-зернистых, карбонатных; алевролитов тёмно-серых, мелко-зернистых, сильно глинистых.

Трещины наблюдаются по всему разрезу в прослоях как с высокой неоднородностью, так и в относительно однородных (рисунок 66, 68, 69, 70). Имеются прослои без нарушений сплошности породы. Обнаружены трещины, заполненные вторичным минералообразованием, предположительно в более раннее время, в условиях активной гидротермальной обстановки. Как правило, они не проницаемы (рисунок 67).



Рисунок 66 - Изображение керна с кровли пласта ЮВ-1, скважина 70Р Повховского месторождения.

На примере кернового материала скважины № 70Р наглядно отображаются зоны субвертикальной деструкции или повышенной трещиноватости, затрагивающие разновозрастные пласты, такие как Ачимовские отложения, породы баженовской свиты, пласта ЮВ-1 васюганской свиты.

Получено подтверждение наличия трещин в верхнеюрских отложениях месторождений

нефти Томской области [71, 77], Красноленинского свода Пальяновского месторождения [12], Васюганско-Александровской гряды [91] и др.

Наличие трещин, заполненных вторичной минерализацией говорит об активной флюидодинамике и её интенсивность может служить критерием оценки расстояния до ближайшего флюидопроводящего разлома [71].

Аналогичная картина наблюдается при рассмотрении керна в скважине № 195Р Свободного месторождения, находящейся в 20 км западнее Западно-Повховского участка (рисунок 71).



Рисунок 67 - Фрагмент керна пласта ЮВ-1 с нарушением сплошности по линиям неоднородности (слева), трещины заполнены вторичным кальцитом (справа), скважина № 70Р Повховского месторождения.

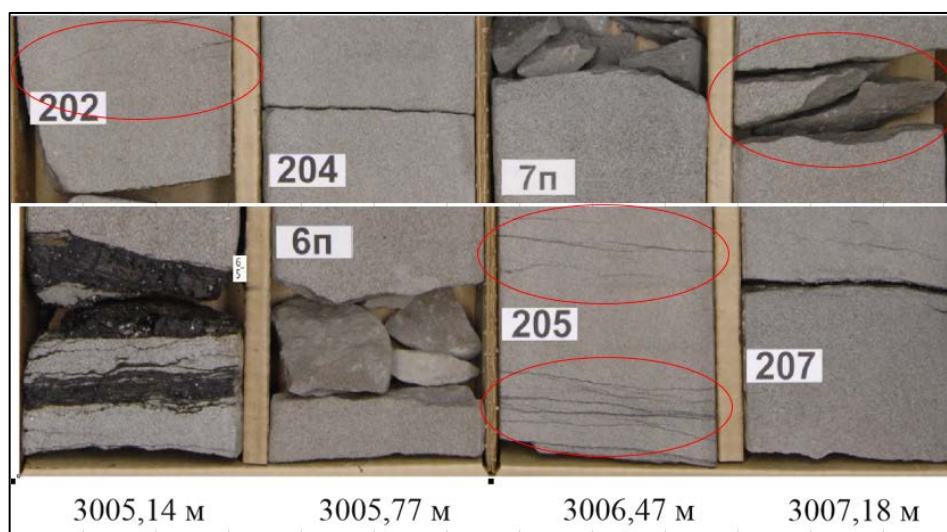


Рисунок 68 - Фрагмент керна с нарушением сплошности по линиям микро-неоднородности породы пласта ЮВ-1, скважина № 70Р Повховского месторождения.

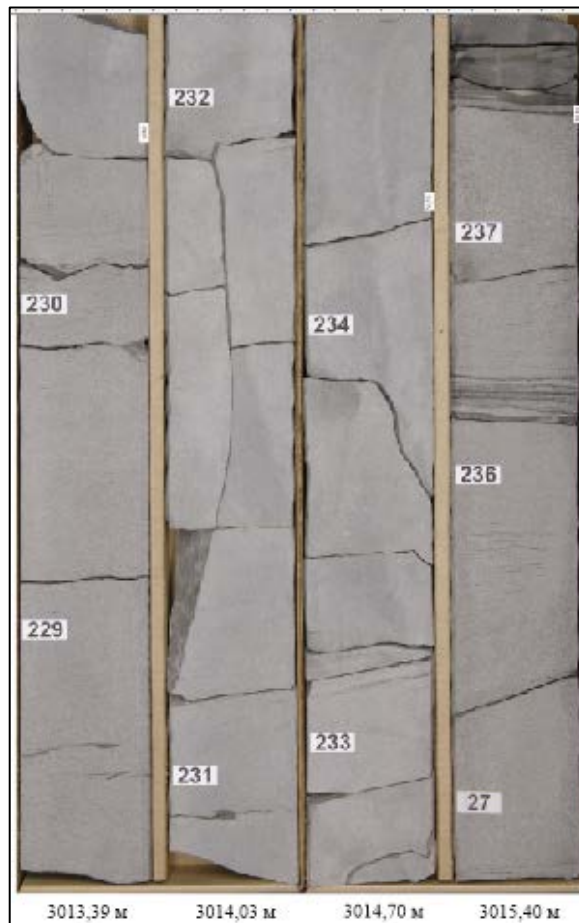


Рисунок 69 - Фрагмент керна с нарушением сплошности однородной породы пласта ЮВ-1, скважина № 70Р Повховского месторождения.

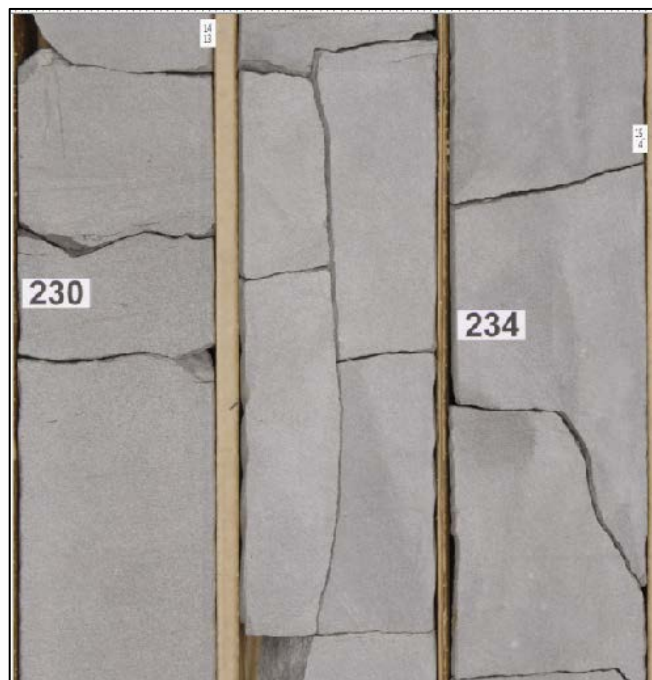


Рисунок 70 - Фрагмент керна с нарушением сплошности однородной породы пласта ЮВ-1, скважина № 70Р Повховского месторождения.



Рисунок 71 - Фрагмент керна скважины № 195Р Свободного месторождения с нарушением сплошности породы вертикальными трещинами, заполненных вторичным минералообразованием, интервал 2902.3-2902.6м, подошва пласта ЮВ-1.

Наличие трещин можно проследить в отложениях баженовской свиты и ачимовских пластах нижнего мела на примере скважины № 70Р Повховского месторождения (рисунок 72, 73).

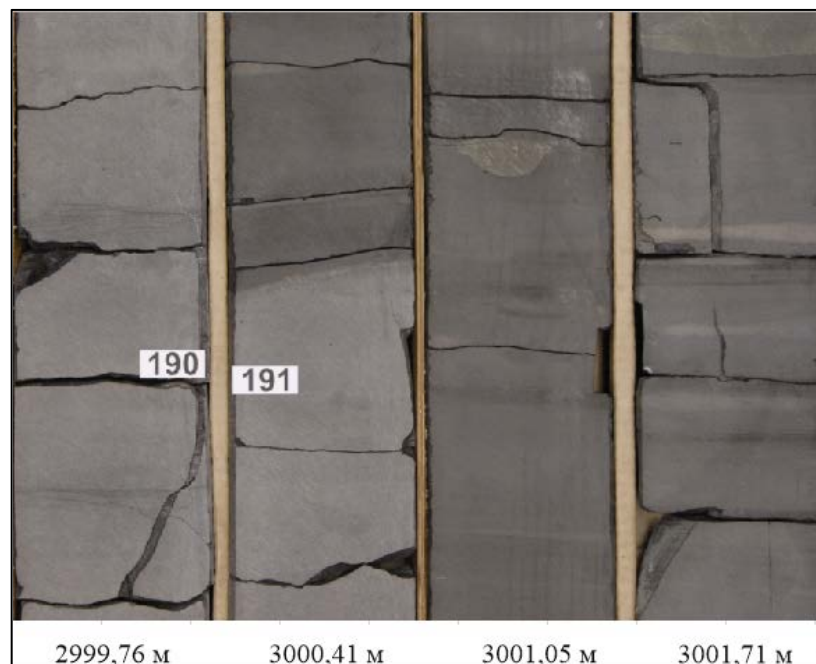


Рисунок 72 - Фрагмент керна с нарушением сплошности однородной породы баженовской свиты (подошва), скважина № 70Р Повховского месторождения.

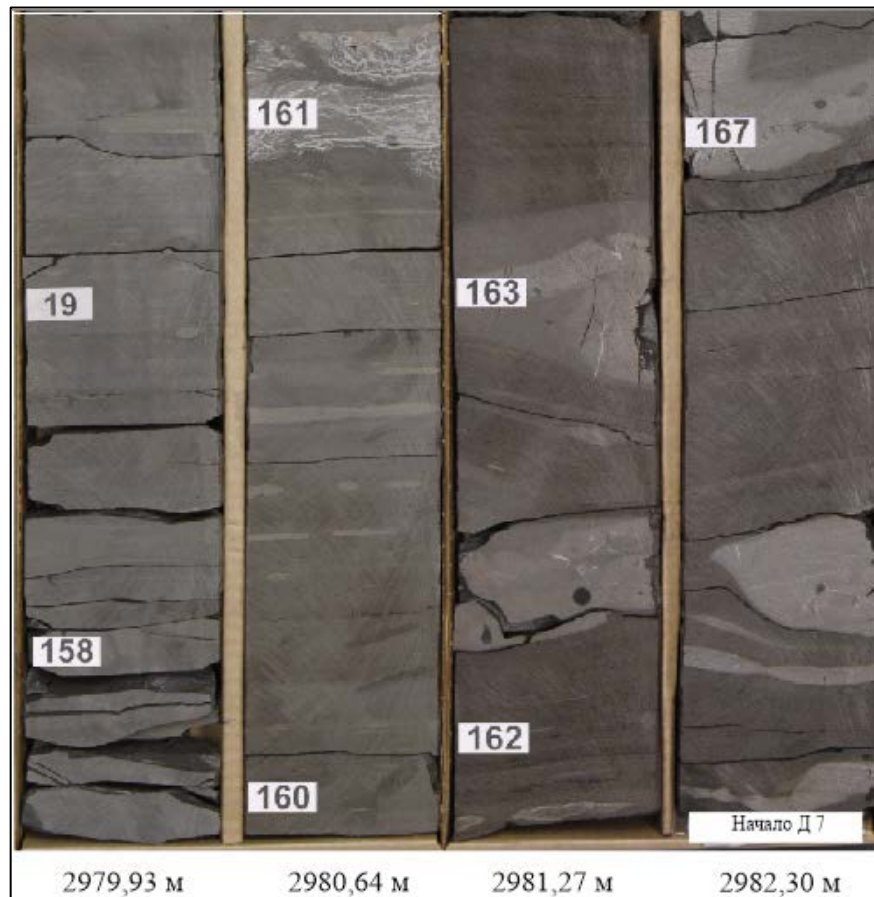


Рисунок 73 - Фрагмент керна с нарушением сплошности однородной породы ачимовских отложений, скважина № 70Р Повховского месторождения.

2.8 Выводы

Наличие тектонических нарушений, сопутствующих им зон повышенной трещиноватости подтверждается результатами специальных исследований, такими как трассерные исследования, керновым материалом. Изучение керна показывает наличие распространения трещиноватости в породах ачимовских отложений и баженовской свиты, указывающей на охват значительной мощности осадочного чехла дизъюнктивными нарушениями.

По данным динамического анализа сейсмического волнового поля определены закономерности распространения разрывных нарушений, основная часть которых приурочена к границам горстов и грабенов, выделяемых на поверхности пород фундамента, не редко проникающих до отложений верхней юры. Выделены малоамплитудные тектонические нарушения, проявляющие себя только в пределах отдельных пластов, не имеющих значительного распространения по вертикали, образованных при горизонтальных смещениях и сдвигах отдельных блоков. Отмечены случаи перехода горстовых образований в грабены на

поверхности фундамента в пределах незначительной площади, измеряемой первыми единицами километров, что говорит о сложном характере протекавших и протекающих тектонических процессах, требующих отдельного изучения и осмысления.

Показана высокая достоверность методики выявления зон повышенной трещиноватости и тектонических нарушений путём динамического анализа 3Д сейсморазведки, которая заключается в переборе динамических атрибутов, выделении из их числа атрибутов с максимальной дифференциацией исследуемых параметров [76]. В зависимости от качества сейсмического материала и степени проявления тектонических процессов показательными являются те или иные атрибуты.

Говоря в общем о теоретических основах интерпретации сейсмических данных, мной использовано такое фундаментальное направление сейсморазведки, как «Сейсмическая стратиграфия и сейсмическая литология», разработанная Р. Е. Шериффом, А. П. Грегори, П. Р. Вейлом и Р. М. Митчем в 80 годах прошлого столетия и успешно развивающееся в наши дни. Главная потенциальная возможность сеймостратиграфического анализа - это переход от сейсмических фаций (определенного набора аномалий волновой картины) к геологическим фациям (конкретным геологическим образованиям) не только осадочного, но и тектонического генезиса. Мне удалось провести анализ сейсмических фаций - геологических тел не только в разрезе, но и в плановом отношении, используя полностью вычислительный аппарат комплекса «PARADIGM» Vanguard RC.

Интересны схожие работы по выявлению тектонических нарушений по данным сейсморазведки кандидата геолого-минералогических наук Е.Д. Глухманчука и его коллег [3, 25, 26, 27, 29, 30, 61, 74]. Картирование зон нарушений производится по результатам дешифрирования специализированных временных разрезов, в которых при обработке максимально сохранена дифракционная компонента волнового поля. Задача решается на основе разработанного специалистами ООО «ЦГМ» метода морфокинематического анализа структур разрушения. Рассчитываемый параметр определяет степень неоднородности поля дивергенции градиентов поверхности отражающих горизонтов. Привязка зон в условиях Западной Сибири осуществляется на уровне отражающего горизонта Б, кровля баженовской свиты. Получены положительные результаты исследований на Пальновском месторождении, где блоковая структура образована двумя системами разрывов, представляющих собой единую генерацию и образующих устойчивые тектонопары. Первая система разрывов имеет субмеридианальное простирание, вторая – субширотное. Размеры образованных блоков составляет в среднем 750м (рисунок 74). Результаты расчёта неоднородности волнового поля показали приуроченность её максимальных значений к разломным узлам и отдельным фрагментам зон трещиноватости (рисунок 75) [29, 30, 61].

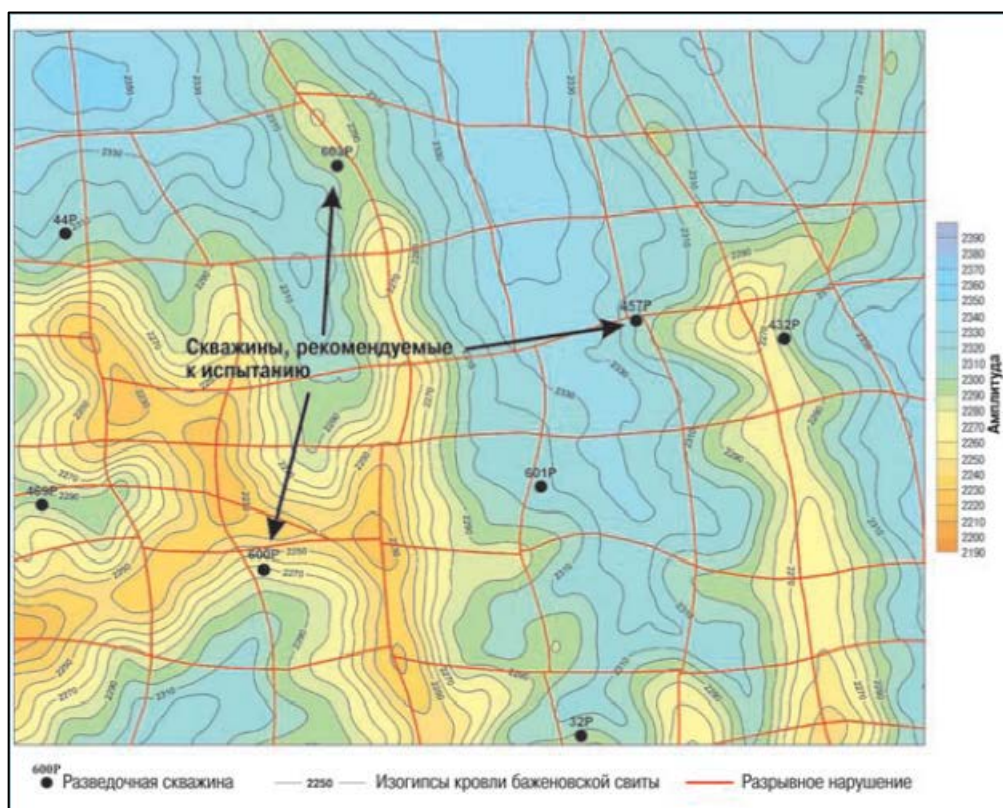


Рисунок 74 – Карта изохрон по отражающему горизонту Б (кровля баженовской свиты), Пальновское месторождение, Е. Д. Глухманчук.

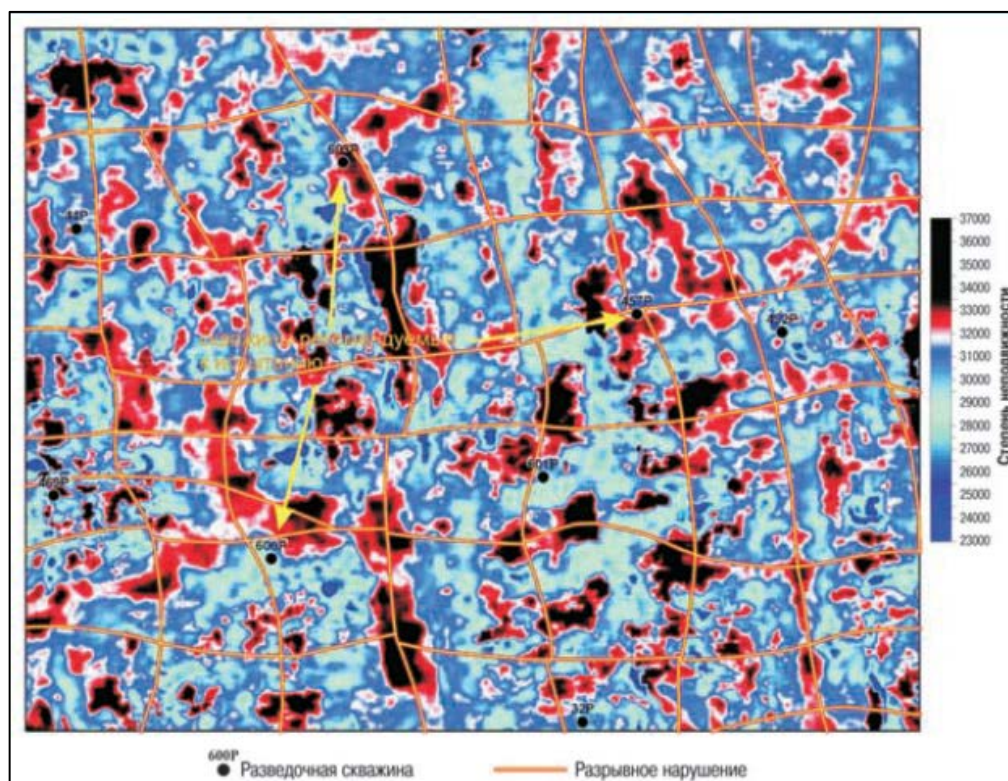


Рисунок 75 - Карта неоднородности волнового поля в интервале залегания баженовско-абалакского комплекса, Пальновское месторождение, Е. Д. Глухманчук.

3. Определение насыщенности продуктивных отложений пласта ЮВ-1 по данным динамического анализа.

Представлено обоснование разделения водонасыщенных, нефтеводонасыщенных и нефтенасыщенных участков коллекторов пласта ЮВ-1 васюганской свиты по результатам динамического анализа волновой картины. Используются программные возможности комплекса «PARADIGM», в частности изменение интенсивности амплитуды сейсмической волны для дифференциации водонасыщенных, нефтеводонасыщенных и нефтенасыщенных участков коллекторов пласта ЮВ-1 васюганской свиты (рисунок 76). Обусловлено тем, что от водонефтяного контакта наблюдаются дополнительное отражение, которое отчетливо видно на разрезах амплитуд и мгновенных фаз понижением крутизны фаз. Край залежи определяется по клинообразному виду мгновенных фаз.

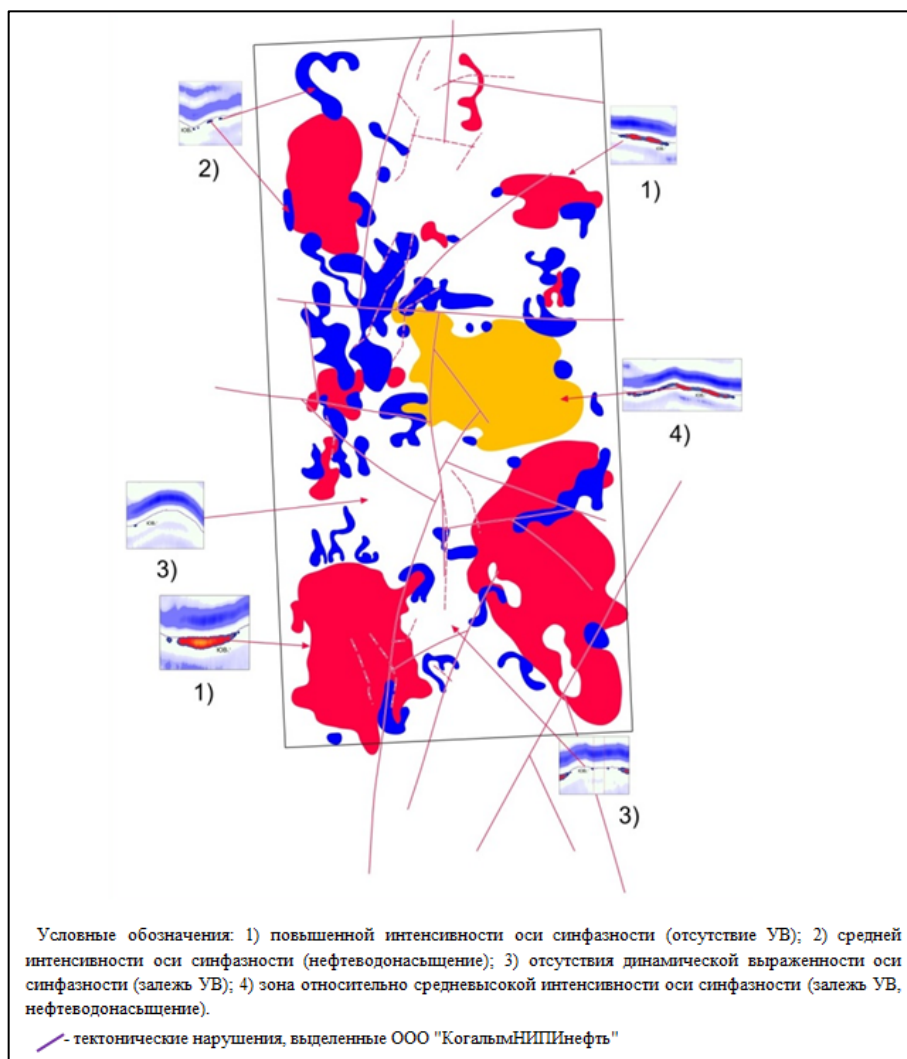


Рисунок 76 - Отображение изменения интенсивности амплитуды сейсмической волны, иллюстрирующая насыщенность пласта ЮВ-1 Западно-Повховского участка.

В результате анализа интенсивности амплитуды сейсмической волны от поверхности, приуроченной к кровле коллектора отложений пласта ЮВ-1 были выделены следующие участки:

- 1). повышенной интенсивности - отсутствие УВ (Рисунок 77);
- 2). средней интенсивности - нефте-водонасыщение (Рисунок 78);
- 3). отсутствия динамической выразительности - залежь УВ (Рисунок 79);

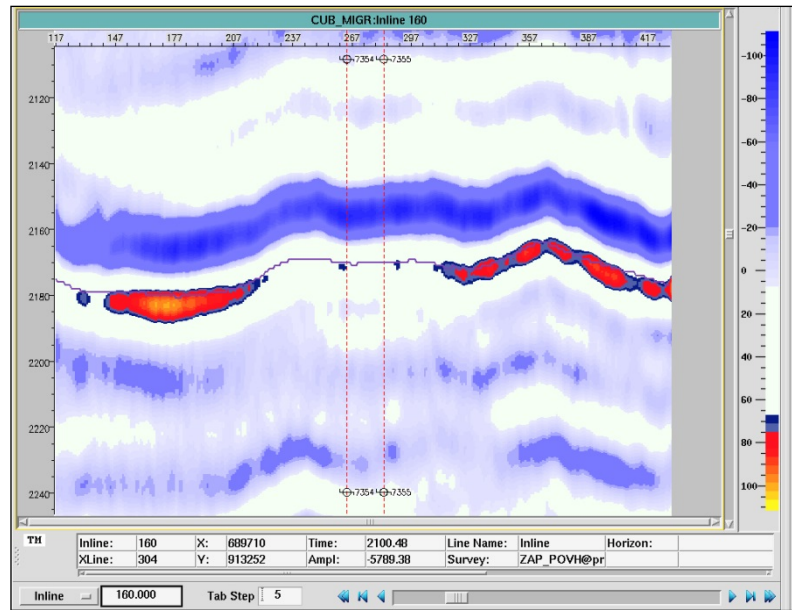


Рисунок 77 - Повышенная интенсивность оси синфазности пласта ЮВ-1, отсутствие УВ (красная заливка), район скважин №№ 7354, 7355 Западно-Повховского участка.

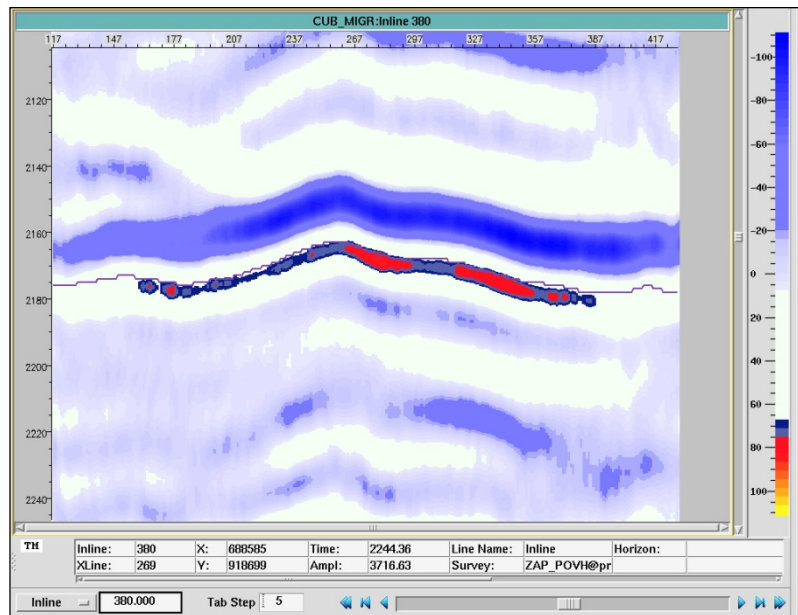


Рисунок 78 - Средняя интенсивность оси синфазности – нефте-водонасыщение (синяя заливка) пласта ЮВ-1 Западно-Повховского участка.

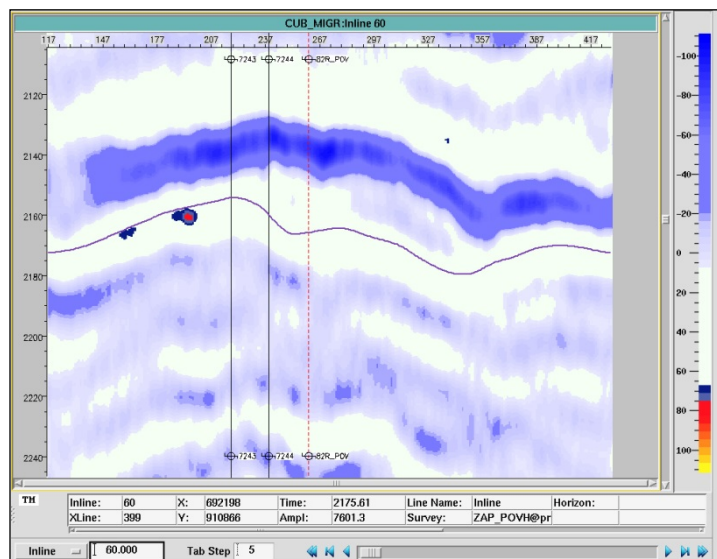


Рисунок 79 - Отсутствие динамической выраженности оси синфазности ЮВ-1, нефтенасыщение, район скважин №№ 7243, 7244, 82Р Западно-Повховского участка.

При анализе, в центральной части Западно-Повховской залежи в районе местоположения куста № 442, выделили повышение амплитуд (участок с «жёлтой» заливкой), который классифицируется как зона относительно средне-высокой интенсивности оси синфазности (рисунок 76). В структурно-тектоническом плане данный участок относится к перемычке между Южно-Копейтяхинской и Восточно-Копейтяхинской антиклиналями. Местоположение куста № 442 находится в некоторой эксклюзивной зоне распространения коллекторов пласта ЮВ-1, с отличными от общей залежи УВ физическими свойствами, что возможно связано как с литолого-фациальными, так и с тектоническими факторами. Данный вопрос требует отдельного изучения.

При сопоставлении участков повышенной интенсивности оси синфазности, соответствующим зонам отсутствия нефтенасыщения, с данными фактической добычи эксплуатационных скважин, получено подтверждение в 70% случаев.

Рассмотрим пример восточной части залежи пласта ЮВ-1, район скважин №№ 7106, 7300, который по динамическому анализу характеризуется отсутствием углеводородов. Обширная область отмечена жёлто-оранжевой окраской (рисунок 80).

На данном участке практически все добывающие скважины при запуске давали безводную нефть (рисунок 81), за исключением скважин №№ 7300, 7316, имеющих пониженные гипсометрические глубины кровли пласта ЮВ-1 с интерпретацией электрокаротажа как водонасыщенная (рисунок 82). Остальные скважины имеют нефтенасыщенную кровельную часть продуктивного пласта. Анализ эксплуатации скважин показал: скважина № 7100 (4 м нефтенасыщения, регрессивных характер разреза) начала резко

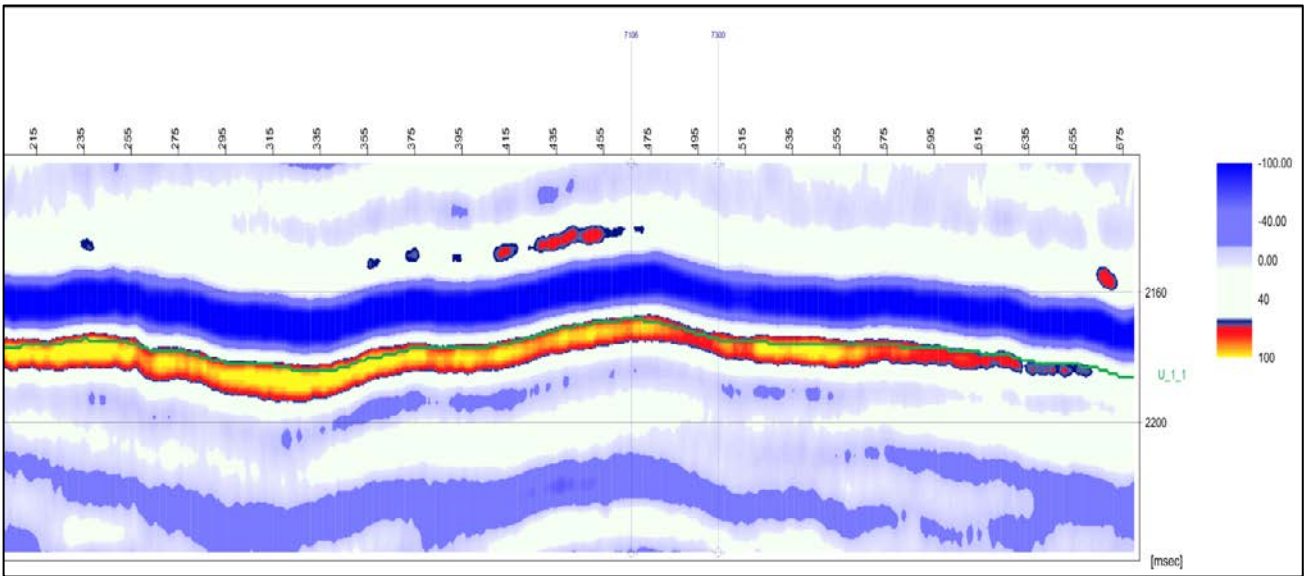


Рисунок 80 - Временной разрез по линии InLine 377 с распределением интенсивности оси синфазности по пласту ЮВ-1, район скважин №№ 7106, 7300 Западно-Повховского участка.

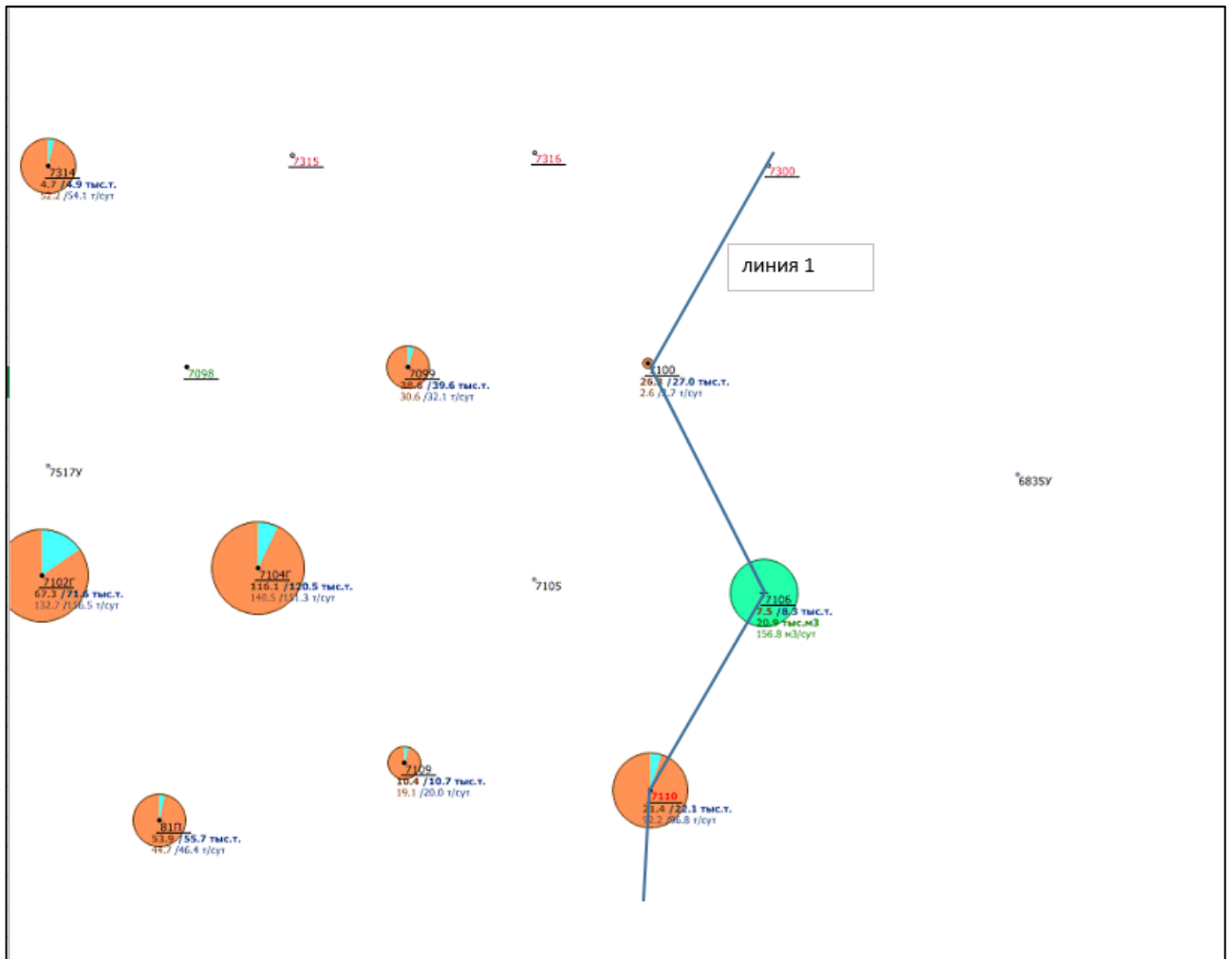


Рисунок 81 - Выкопировка с карты разработки по участку скважин №№ 7106, 7300 пласта ЮВ-1 Западно-Повховского участка на момент запуска скважин в работу.

обводняться через 1 год и 8 месяцев; скважина № 7106 (2 м нефтенасыщения) начала резко обводняться через 6 месяцев; № 7100 (4 м нефтенасыщения, трансгрессивный тип разреза) резко обводнилась после проведения ГРП через 1 год.

Таким образом, можно сделать вывод, что большая часть пласта по разрезу вышеперечисленных скважин водонасыщена, имеется переходная зона, где вода находится в малоподвижном состоянии. После отбора определённого количества запасов нефти и снижения нефтенасыщения верхней части коллектора начинается движение воды, рост обводнённости скважин. Скорость прорыва пластовой воды зависит от типа разреза и от создания сообщения по всей мощности пласта искусственными методами при интенсификации призабойной зона пласта (ПЗП). При динамическом анализе атрибута амплитуды осей синфазности сейсмической волны, зоны интерпретируются как водонасыщенные при наличии нефтенасыщенной части пласта меньшей по мощности, относительно водонасыщенной.

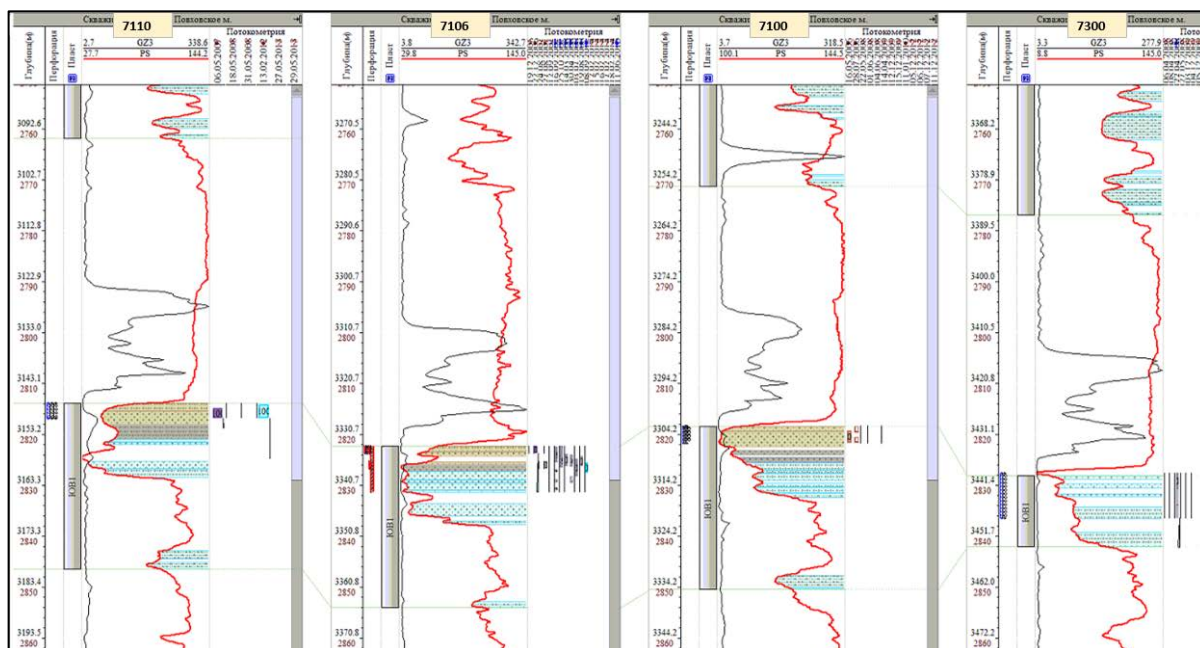


Рисунок 82 - Геологический профиль пласта ЮВ-1 Западно-Повховского участка по линии скважин 1 (рисунок 81).

По мере приближения или удаления от зон тектонических нарушений уменьшается или увеличивается водонасыщение продуктивных пород (рисунок 83). Подобная ситуация была выявлена на нескольких участках. Расстояние от зоны тектонических нарушений, на которой нефтенасыщенные породы коллектора переходят в водонасыщенные, меняется и зависит от структурного плана, степени воздействия дизъюнктивных нарушений, наличия и количества оперяющих разломов и т. д.

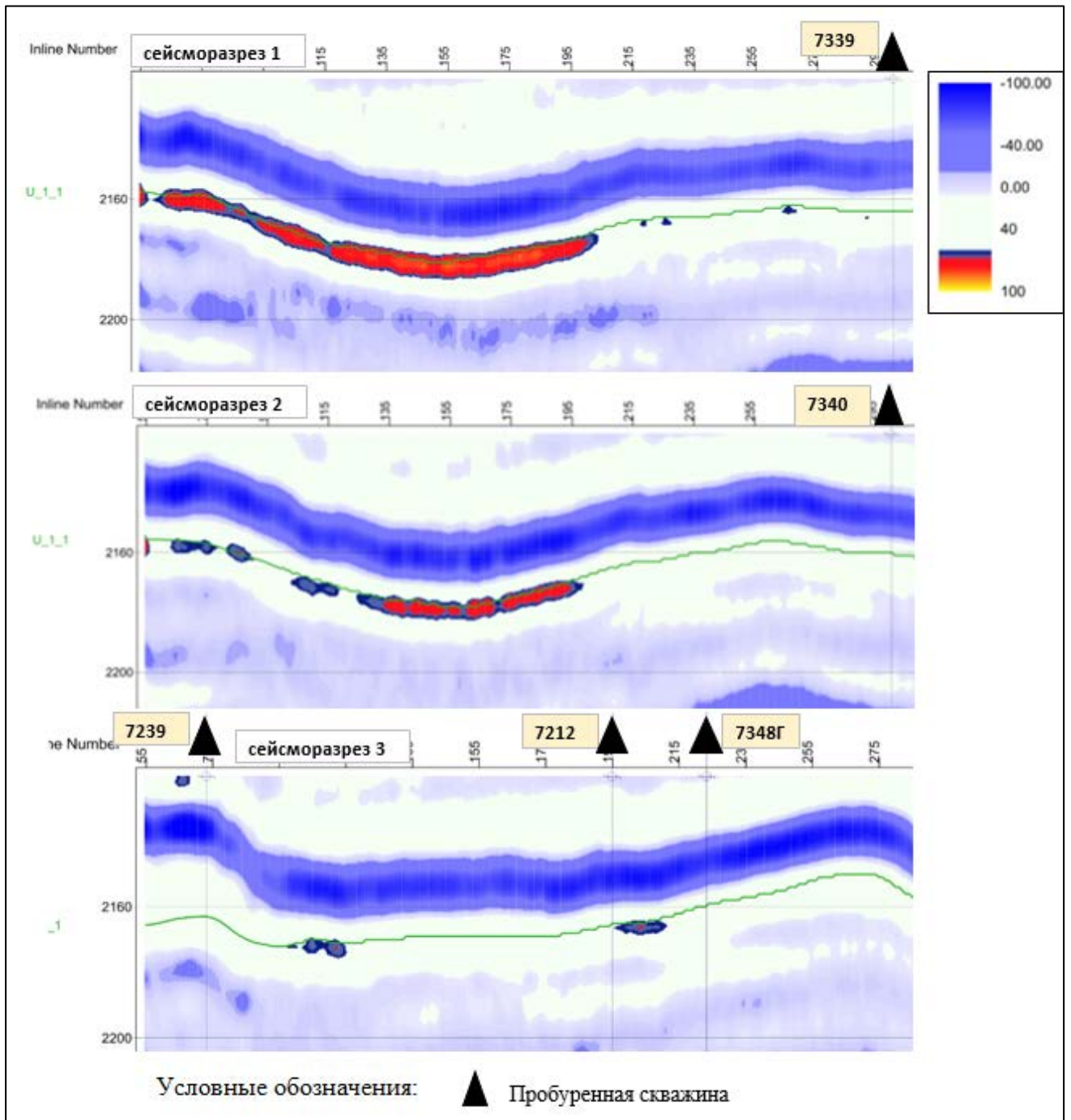


Рисунок 83 - Временной разрез по линиям InLine 187, 207, 247 с распределением интенсивности оси синфазности по пласту ЮВ-1 Западно-Повховского участка, в южной части залежи.

На примере северной части залежи можно наглядно увидеть тенденцию зависимости насыщения пласта ЮВ-1 от приуроченности к той или иной зоне тектонической активности. Так при совмещении в плане с картой динамического анализа мгновенного ускорения, участок повышенной водонасыщенности (затемнённая заливка) располагается в зоне относительно спокойной тектонической обстановки (рисунок 84). При переходе в зону повышенной



Условные обозначения:

- 79POV - скважина разведочная (номер скважины)
абс. отметка кровли коллекторов пласта юв1 (в м)
эффективная / нефтенасыщенная толщина (в м)
- 7091 - скважина эксплуатационная (номер скважины)
абс. отметка кровли коллекторов пласта юв1 (в м)
эффективная / нефтенасыщенная толщина (в м)
- 7201 - проектные скважины
- - скважина, давшая безводный приток нефти при испытании пласта юв1
- - скважина, давшая нефть с водой при испытании пласта юв1
- ⊕ - скважина, вскрывшая пласт юв1, нефтенасыщенный по данным ГИС
- ⊕ - скважина, вскрывшая пласт юв1, нефть с водой по данным ГИС
- ⊕ - скважина, вскрывшая пласт юв1, водонасыщенный по данным ГИС
- ⊕ - скважины с заглинизированным пластом юв1 по данным ГИС

- Разрывные нарушения, границы зон повышенной трещиноватости выделенные по данным тренд анализа 2 порядка динамических параметров
- Разрывные нарушения, выделенные ООО "КогалымНИПИнефть", 2013г
- Разрывные нарушения, выделенные по данным интерпретации 3Д
- ВНК, выделенное по данным динамического анализа
- Изогипсы по кровле пласта ЮВ-1
- Зона повышенной водонасыщенности

Рисунок 84 - Совмещение в плане зоны повышенной водонасыщенности с распределением мгновенного ускорения по пласту ЮВ-1 Западно-Повховского участка, в южной части залежи.

трещиноватости и влияния тектонических нарушений на одних и тех же гипсометрических

отметках скважины вскрывают нефтенасыщенный разрез пласта ЮВ-1 и при эксплуатации дают нефть.

На Северо-Повховском участке данный анализ не выполнялся в виду невозможности получения приемлемых результатов из-за низкого качества сейсмического материала. Результаты анализа по Западно-Повховскому участку указывают на возможность, с высокой долей вероятности, использования динамического анализа для определения насыщенности продуктивных пород при оценке потенциальных запасов новых участков, планировании разбуривания и разработки залежей, ГТМ на более качественном уровне.

Схожие результаты были получены М.Ю. Зубковым по пласту ЮВ-1 Повховского месторождения при изучении удельных электрических сопротивлений пород, указывающие на то, что при вскрытии скважиной трещиной зоны, проникающей из нефтенасыщенной в водонасыщенную, можно получить приток безводной нефти несмотря на низкие сопротивления [44]. Данное явление основывается на факте, что если в нефте-водонасыщенном гидрофильном пласте возникают трещины, то они практически мгновенно заполняются нефтью, включая водонасыщенную часть пласта. В формирующейся трещине возникает зона разрежения в которую двигается флюид, обладающий максимальной фазовой проницаемостью.

3.1 Выводы

Можно с уверенностью говорить о возможности успешного прогнозирования насыщенности коллекторов на основе динамического анализа сейсмической волны, подтверждаемая работой добывающих скважин разрабатываемой залежи.

Выявлена закономерность в увеличении обводнённости добываемой продукции при удалении от зоны тектонических нарушений. Подтверждение результатов динамического анализа по определению насыщенности пород коллекторов составляет порядка 70% [99]. На насыщение пласта также влияет структурный фактор. С увеличением глубины залегания увеличивается вероятность получения воды.

Зависимость между длительностью безводной эксплуатации добывающих скважин от расстояния до тектонических нарушений верхнеюрских продуктивных отложений была также получена и в других районах Западной Сибири [2, 89, 19]. Исследователями отмечается влияние разломов на удалении до 1.5 км.

4. Определение микроклиноформно-слоистой структуры строения продуктивных отложений пласта ЮВ-1

4.1 Западно-Повховский участок

Первые упоминания о предположительно клиноформно-слоистом строении пласта ЮВ-1 Когалымского региона появились в отчёте интерпретации 2Д сейсморазведки 1986 г.. В последующем данный факт не изучался.

Предположение о таком литолого-фациальном строении пласта ЮВ-1 подтвердилось при динамическом анализе волнового поля 3Д сейсморазведки, принципиальная схема которого представлена на рисунке 85.

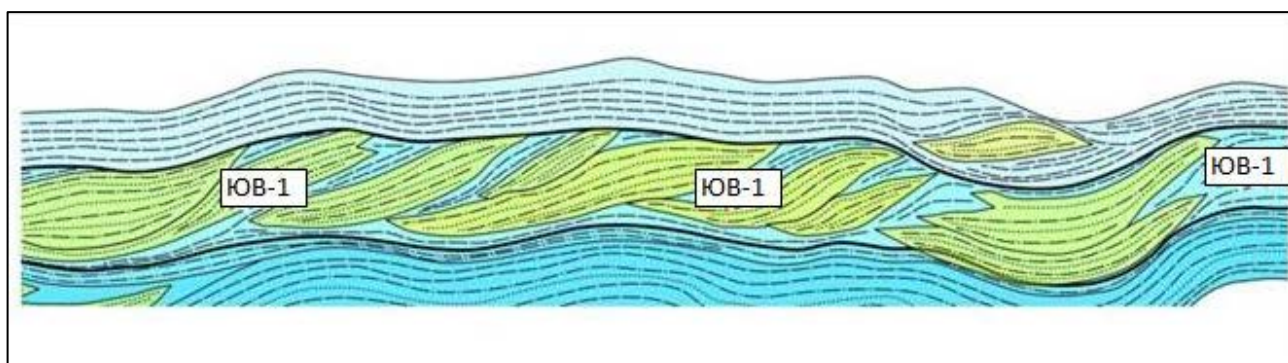


Рисунок 85 - Принципиальная схема строения пласта ЮВ-1.

Границы изменения физических свойств пород выделяются по нескольким атрибутам и их параметрам с разной степенью детализации и визуализации.

После проработки множества значений, для анализа и работы были оставлены наиболее показательные. Нужно понимать, что в виду особенностей сейсмической волны, отражение может быть получено от некой поверхности даже в пределах однородной на первый взгляд породы, но имеющей разные физические свойства. Также границы между выделенными слоями/линзами могут быть представлены как непроницаемыми барьерами, например глинистыми прослоями, так и проницаемыми, например вызванными изменением текстуры пласта (микрослоистость, направление ориентации зерен обломочного материала и др.).

Хорошее выделение слоёв наблюдается по динамическому анализу атрибута сейсмического волнового сигнала «Амплитуда», параметра «первый верхний близкий экстремум (Amplitude, First Upper Nearest Extremum)» (рисунок 86). Получаем чёткую дифференциацию границы распространения линз по заданному временному «окну». Отмечается наличие кольцеобразных структур, возможно приуроченных к локальным

палеовпадинам, где происходило осадконакопление отложений пласта ЮВ-1. Полученная слоистая структура пласта хорошо коррелируется с контуром ВНК залежи Западно-Повховского участка (А. А. Преженцев, 2011 – 2012 г., ОМСМ, г. Когалым).

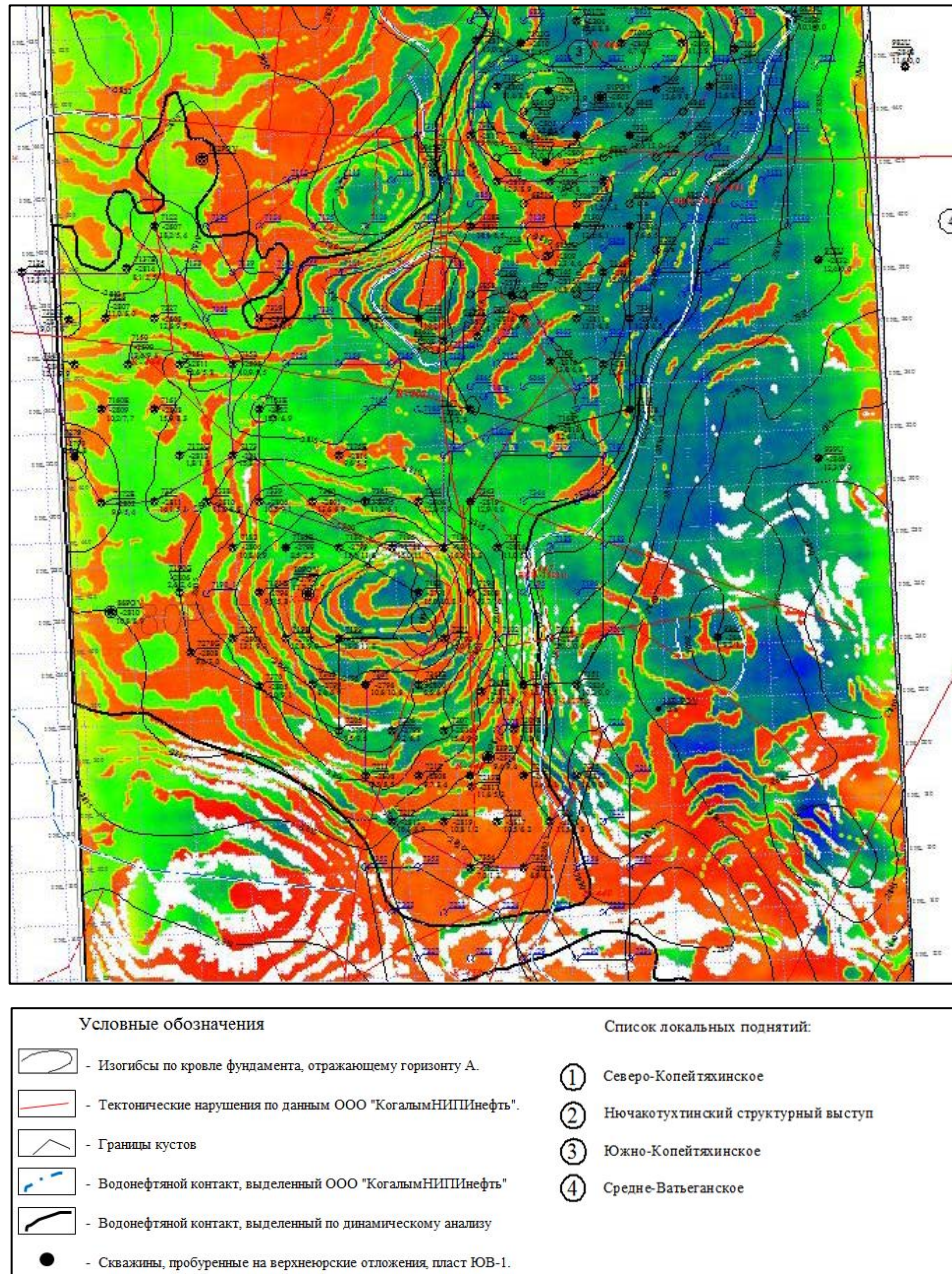


Рисунок 86 - Динамический анализ по значению вступлений первых верхних близких экстремумов амплитуды сейсмического волнового сигнала (Amplitude, First Upper Nearest Extremum) в интервале залегания пласта ЮВ-1 Западно-Повховского участка.

На рисунке 87 представлено сопоставление каротажных кривых по скважинам с участком волновой динамической картины резкого изменения интенсивности амплитуды по значению вступлений первых верхних близких экстремумов. Практически каждый слой имеет свои

особенности геологического строения пород коллекторов. Различия в геологическом строении коллекторов пласта ЮВ-1 указывает на различия в условиях осадконакопления, что обуславливает наличие границ между ними, которые и фиксируются при динамическом анализе.

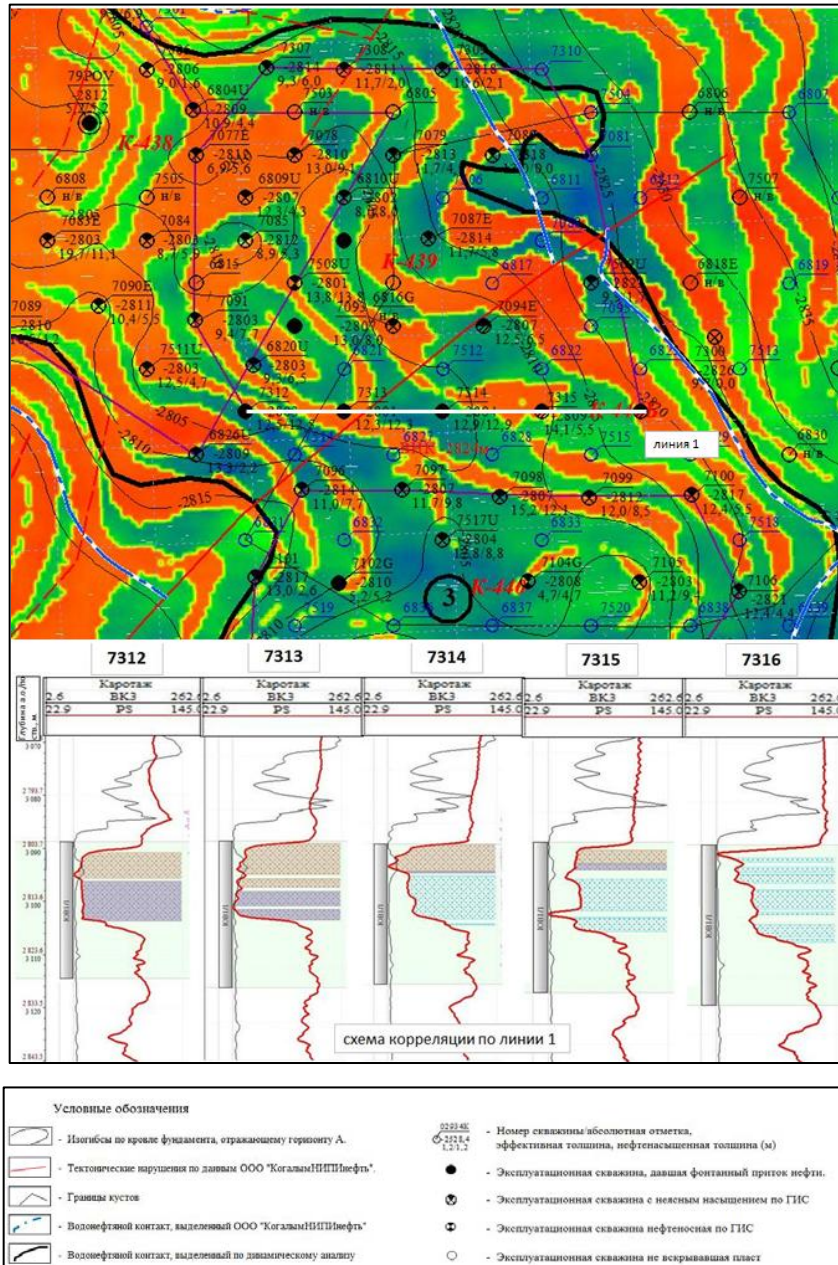


Рисунок 87 - Совмещение результатов анализа по значению вступлений первых верхних близких экстремумов амплитуды сейсмического волнового сигнала (Amplitude, First Upper Nearest Extremum) в интервале залегания пласта ЮВ-1 Западно-Повховского участка с данными каротажа пробуренных скважин.

Слоистую структуру вернеюрских продуктивных отложений показывает также анализ

сеймики по атрибутам:

- распределение значений ширины первых прогибов вступлений амплитуды сейсмического волнового сигнала (Amplitude, Width of Nearest Trough) (рисунок 88).
- мгновенные фазы сейсмического сигнала в верхней части сейсмического горизонта (Value at Top Horizon), средние значения (Average Value), наибольшее отрицательное значение (Largest Negative Value).

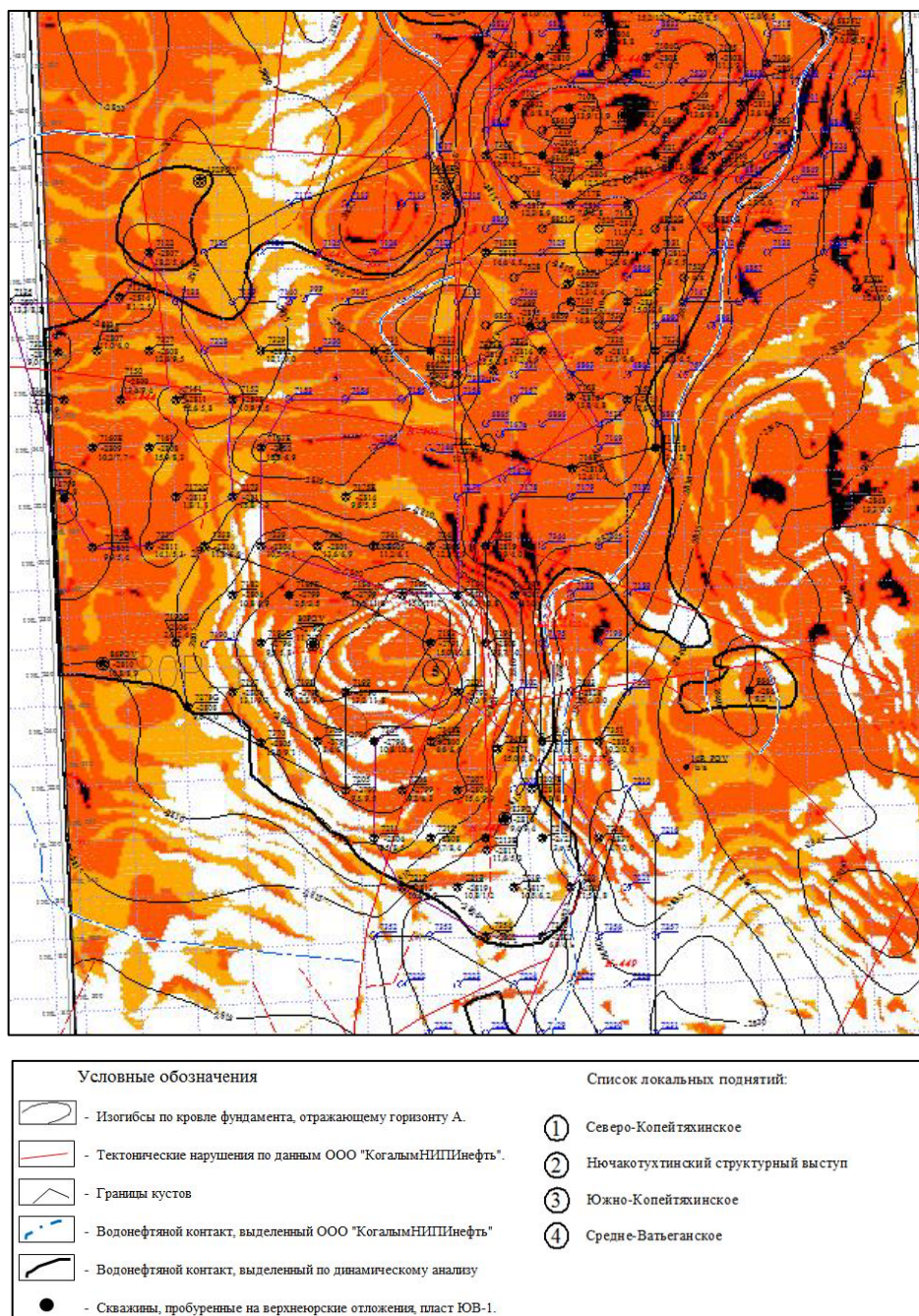


Рисунок 88 - Динамический анализ в виде распределения значений ширины первых «прогибов» вступлений амплитуды сейсмического волнового сигнала (Amplitude, Width of Nearest Trough) пласта ЮВ-1 Западно-Повховского участка.

Наиболее отчётливо слоистую структуру отображает динамический анализ по атрибуту «наибольшее отрицательное значение величины мгновенной фазы» (рисунок 89).



Рисунок 89 - Динамический анализ по атрибуту «наибольшее отрицательное значение величины мгновенной фазы сейсмического волнового сигнала (Largest Negative Value)» пласта ЮВ-1 Западно-Повховского участка.

4.2. Северо-Повховский участок

На Северо-Повховском участке при динамическом анализе сейсмического волнового поля по кровле пласта ЮВ-1 отчётливо выделяется слоистое строение, схожее со строением верхнеюрских отложений Западно-Повховского участка. Результаты анализа и полученные отображения параметров атрибутов идентичны, на основании которых можно предположить о довольно распространённой подобной структуре пласта на изучаемой площади.

Приведён пример по наиболее показательному результату динамического анализа атрибута - наибольшему положительному значению косинусов мгновенной фазы сейсмического волнового сигнала (Cosine of Instantaneous Phase, Largest Positive Value), который хорошо дифференцирует пласт ЮВ-1 на отдельные слои (рисунок 90).

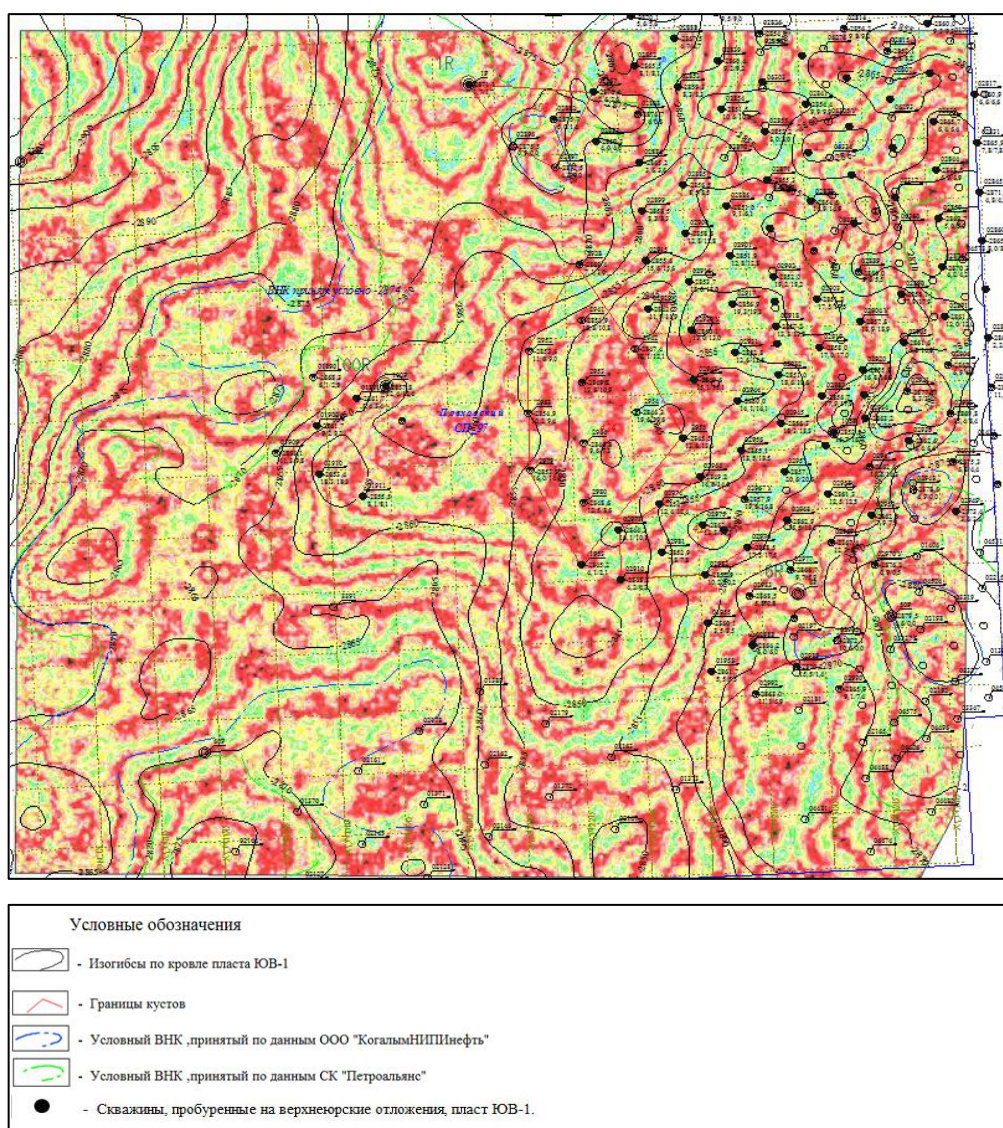


Рисунок 90 - Динамический анализ по параметру наибольшего положительного значения косинусов мгновенной фазы пласта ЮВ-1 Северо-Повховского участка.

Анализ каротажного материала указывает на резкую изменчивость геологического строения пласта ЮВ-1, смену фаций, смену типа условий осадконакопления с трансгрессивного на регрессивный и наоборот, что подтверждает возможность строения пласта ЮВ-1 в виде микроклиноформ и линзовидных тел.

Полученные данные позволяют также уверенно говорить о микроклиноформно-слоистом строении пласта ЮВ-1 на Северо-Повховском участке.

В последнее время всё больше исследователей (С. А. Лац, П. Ю. Белослудцев, В. Ф. Гришкевич, Н. В. Мельников, М. О. Замряхина, Г. Д. Ухлова и др.) придерживаются точки зрения клиноформного или косослоистого строения верхнеюрских отложений [110].

4.3 Выводы

Предложена к рассмотрению и предпринята попытка обоснования предположения о слоистом микроклиноформном строении пласта ЮВ-1 на основе данных переинтерпретации динамического волнового поля, сопоставления разрезов скважин (корреляция), фациального анализа условий осадконакопления (картаж) [98].

Причиной образования подобной структуры верхнеюрских отложений служит активное влияние разломно-блоковой тектоники, приводящей к разбивке участка на небольшие блоки размером от 1-1.5 до 3-5 км в поперечнике. При этом соседние блоки могут иметь разнонаправленный вектор движения как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях. Одним из многочисленных подтверждений данного утверждения является трансгрессивный и регрессивный тип электрофаций соседних скважин №№ 7315, 7316 (рисунок 87).

Разделение на слои и клиноформные тела может происходить не только по вещественному составу, но и по физическим свойствам пород [123]. Подобное строение пласта ЮВ-1 отмечается некоторыми исследователями на соседних регионах.

5. Обоснование местоположения зон субвертикальной деструкции и повышенной трещиноватости через сопоставление параметров эксплуатации скважин.

Фактические показатели работы скважин являются одними из наиболее существенных при анализе параметров залежи и разработки, отражающих основные показатели продуктивного пласта, такие как мощность, нефтенасыщенность, продуктивность, проницаемость, пористость, трещиноватость. На дебит жидкости основное влияние оказывает ФЕС пласта. Чем больше мощность коллектора, выше песчаность, пористость, тем выше дебит, что подтверждается на многих месторождениях нефти классического типа.

На объектах разработки верхнеюрских отложений Повховского месторождения, как показывает практика и анализ строения пласта, высокие дебиты жидкости получаем в зонах влияния тектонических нарушений. Аналогичные по мощности коллектора в зонах относительно спокойной обстановки дают более низкие притоки жидкости. Причиной является значительное влияние трещиноватости, которая кратно повышает проницаемость пород, не редко создавая сверхпроницаемую сеть каналов [15, 104, 105].

Как показывает динамический анализ 3Д сеймики, большая часть Западно-Повховского участка осложнена тектоническими нарушениями, некоторые из них представляют зоны субвертикальной деструкции и прослеживаются от фундамента до верхней юры. Соответственно наблюдается дифференциация эксплуатационных скважин по притоку жидкости из пласта. В целом, по Западно-Повховскому участку порядка 85% скважин имеют высокие дебиты (от 20 до 300 т/сут). Скважины, вскрывшие пласт ЮВ-1, не затронутый разломной тектоникой, дают продукцию на уровне 1-2 т/сут. Например, дебиты более половины скважин Северо-Повховского участка, где динамический анализ показывает меньшую активность и влияние геотектоники, даже с проведением ГРП составляют 5-20 т/сут, что будет рассмотрено ниже.

Не смотря на общие высокие показатели эксплуатации, ряд скважин имели аномально высокие дебиты жидкости и нефти при вводе из бурения, более 60 т/сут без проведения ГРП. Данная ситуация может быть объяснена только с позиции расположения скважин в непосредственной близости от разломов или их вскрытия. Мной были отмечены эти скважины на карте отображения атрибута «Мгновенное ускорение» сейсмического поля по параметру «наибольшее положительное значение» (рисунок 91 (а)), карте разработки (рисунок 91 (б)), карте тренд анализа 2 порядка «Мгновенного ускорения» (рисунок 92). Скважины разместились в пределах зон, отмечаемых как повышенная трещиноватость и влияние тектонических нарушений (фиолетово-зелёная заливка), их границ с зонами относительно спокойной тектоники (красная заливка). Также можем видеть некие кольцеобразные структуры в южной и

северной частях залежи, оконтуренных зонами нарушений, в которых располагаются высоко-

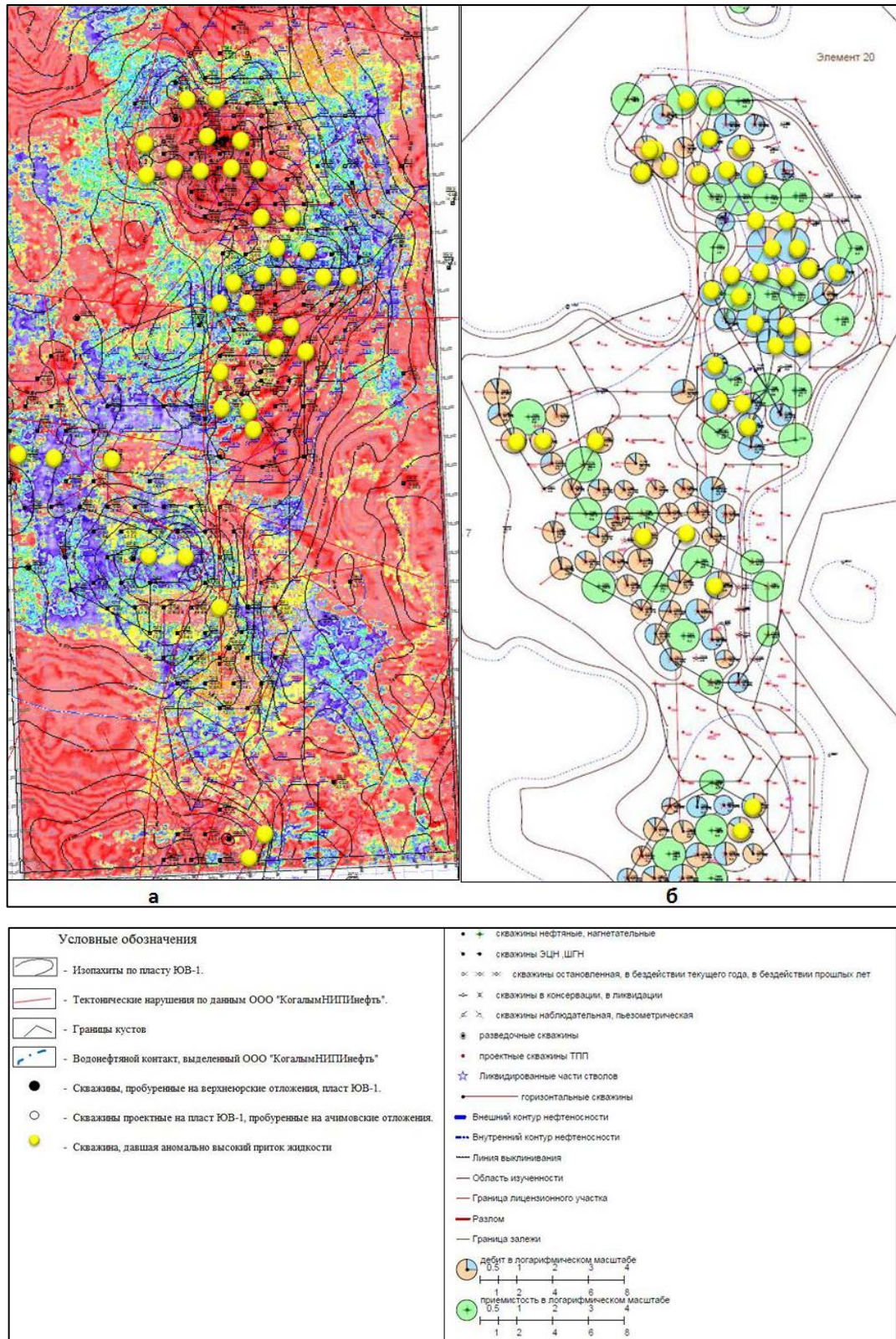


Рисунок 91 - Совмещение карты значений атрибута «Мгновенное ускорение» сейсмического поля по параметру «наибольшее положительное значение» с картой разработки Западно-Повховского участка, отображением скважин с аномальными дебитами жидкости и нефти.

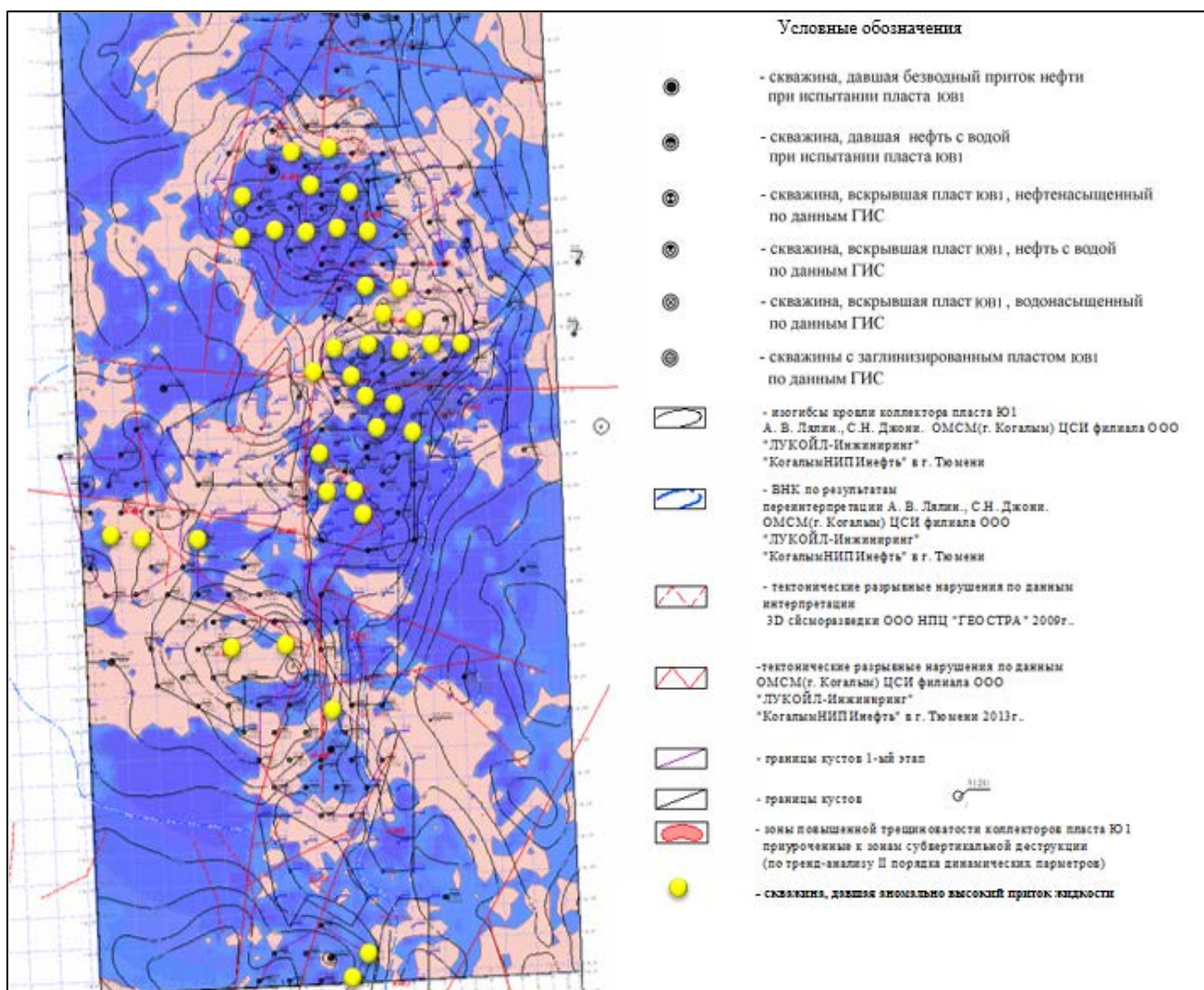


Рисунок 92 - Карта тренд-анализа 2 порядка «Мгновенное ускорение» сейсмического поля с указанием скважин, давшим аномально высокие дебиты жидкости и нефти, Западно-Повховский участок.

дебитные скважины. На Северо-Повховском участке подобная картина с получением сверхдебитов без проведения ГРП (более 100м³/сут) не наблюдается. Имеет место дифференцирование дебитов в зависимости от попадания скважин в зону повышенной трещиноватости или тектонических нарушений, отличающихся в 2-4 раза от скважин, находящихся в относительно спокойной геодинамической обстановке, не превышающих 50-60м³/сут с проведением ГРП. По результатам моих исследований, динамического анализа, на 2020-21 гг предполагается проведение 3Д сейсмике на соседних участках, после которой предполагается более детальное изучение района.

Прямое влияние тектонических нарушений и зон субвертикальной деструкции на параметры работы скважин можно наглядно увидеть при анализе временных сейсмо-разрезов и сопоставлении с картами значений атрибутов (рисунок 93).

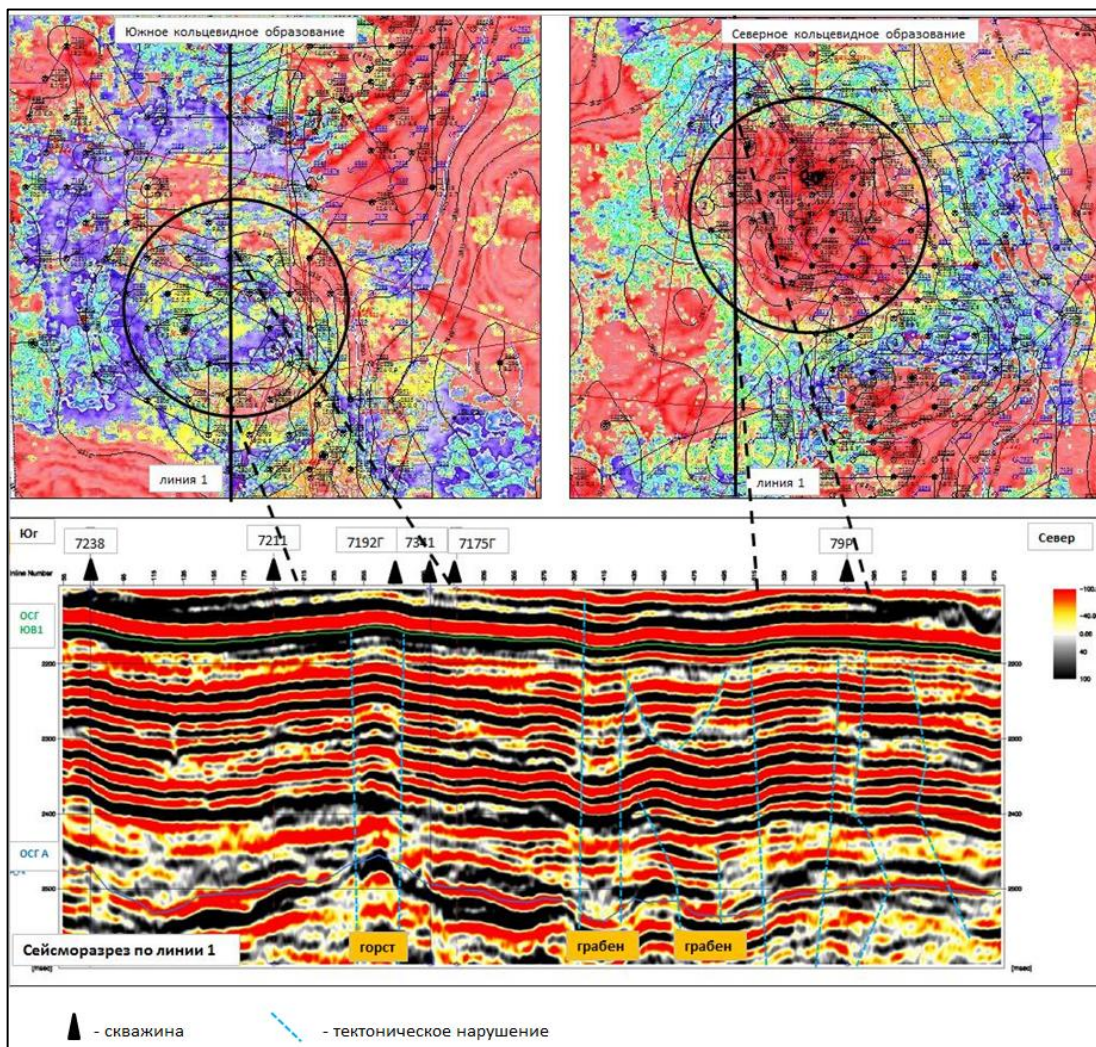


Рисунок 93 - Сопоставление временного сейсморазреза с результатами динамического анализа по атрибуту «Мгновенное ускорение» сейсмического поля по параметру «наибольшее положительное значение».

В южной части залежи кольцевая структура получена в следствии горстообразования, берущего начало в породах фундамента и контролируется сквозными разломами. Скважина № 7192Г, пробуренная в близи зоны разрывного нарушения при запуске дала приток безводной нефти в размере 107 т/сут. На скважине № 7175Г, находящейся в 1300 м севернее и на расстоянии порядка 700 м от разлома, ограничивающего горстообразное поднятие с северной стороны, получен приток безводной нефти в размере 56 т/сут.

Скопление высокодебитных скважин в северной части приурочено к кольцеобразной структуре, ограниченной зоной повышенной трещиноватости, и второе скопление находится юго-восточнее, в районах резкой изменчивости динамических параметров сейсмволны, обусловленных наличием разломно-блоковой тектоники. Границы структуры контролируются сквозными тектоническими нарушениями (рисунок 93). В пределах зоны повышенной

трещиноватости были получены сверхдебиты безводной нефти фонтанным способом по скважинам №№ 7102Г, 7104Г - 249 и 376 т/сут соответственно (рисунок 94).

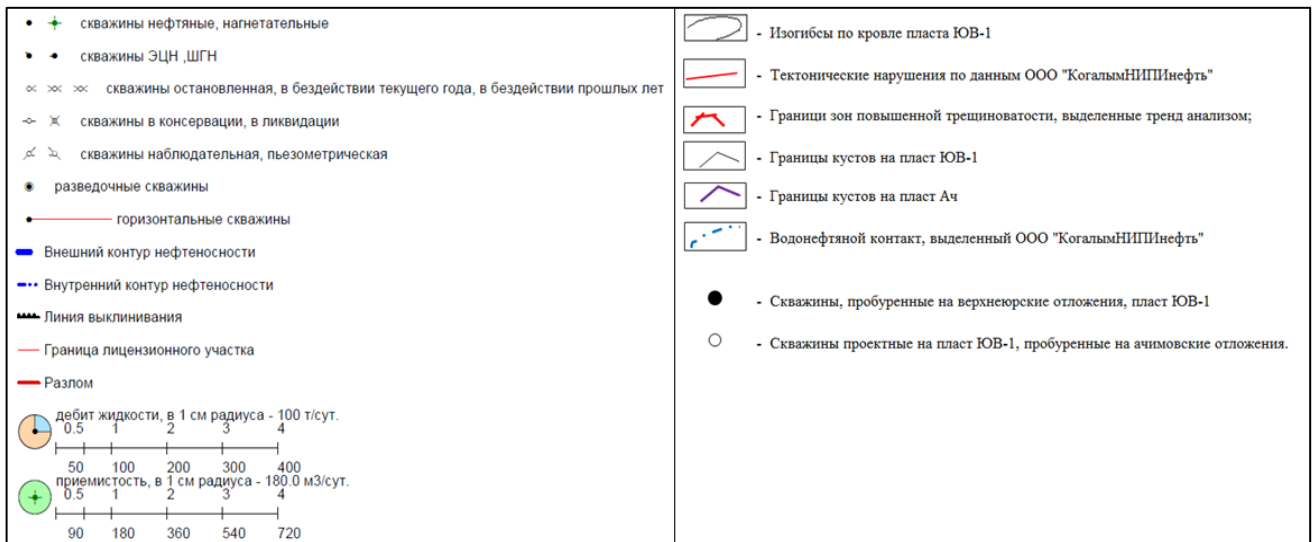
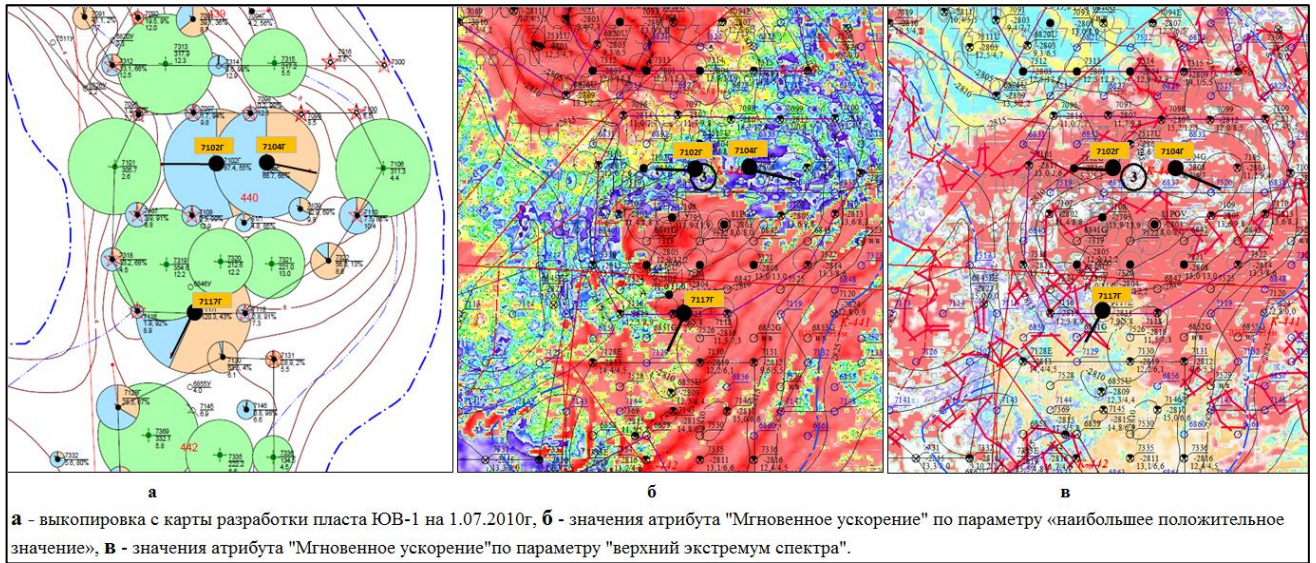


Рисунок 94 - Район высокодебитных скважин №7102Г, 7104Г. Сопоставление карты разработки с данными динамического анализа сейсмволны.

Рассматриваемые скважины находятся в зоне субвертикальной деструкции. Заканчивание с горизонтальным окончанием повышает вероятность пересечения с разломами, что и произошло при бурении данных скважин (рисунок 95). Стоит отметить, что окружающие наклонно-направленные скважины запускались с дебитами от 60 до 100 т/сут без проведения ГРП.

Наличие и влияние разрывных нарушений на работу скважин, разработку залежи подтверждается также данными гидродинамических исследований (ГДИ). На скважине № 7109 в 2015 г. выполнили ГДИ методом регистрации кривой восстановления давления (КВД) (рисунок 96).

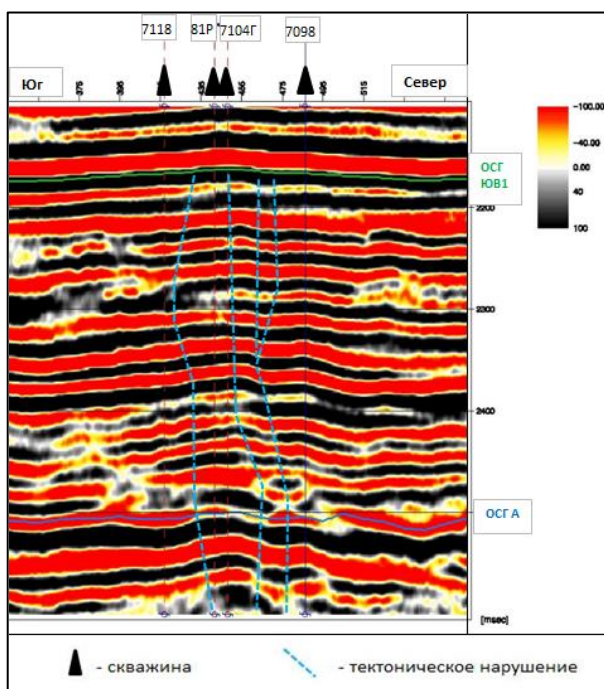


Рисунок 95 - Сейсморазрез в районе скважины № 7104Г.

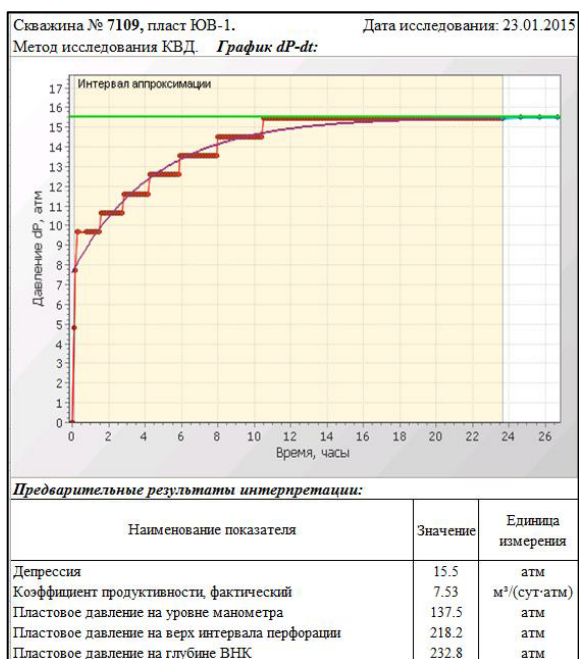


Рисунок 96 - Результаты проведения КВД на скважине № 7109.

Интерпретацию проводили методом нелинейной регрессии. Результаты показали влияние на приток нескольких трещинных зон (волнистый характер кривой), находящихся недалеко друг от друга, длительный выход на радиальный приток (рисунок 97). Радиус охвата исследованием по расчёту составил 488 м. Скважина вводилась из бурения без проведения ГРП с притоком безводной нефти 51 т/сут.

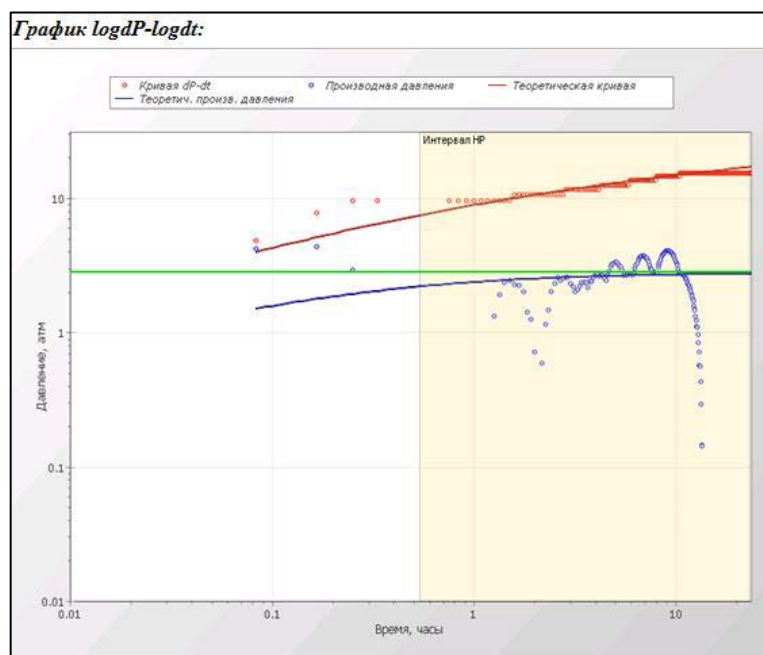


Рисунок 97 - Результаты обработки данных КВД методом нелинейной регрессии по скважине № 7109.

Таблица 6 - Результаты интерпретации КВД стандартным методом нелинейной регрессии.

Наименование показателя	Значение	Единица измерения
Проницаемость пласта	202	мДарси
Фазовая проницаемость нефти	8.91	мДарси
Фазовая проницаемость воды	33.8	мДарси
Скин-фактор	-5.28	д. е.
Коэффициент ствола скважины	2.98E-05	м ³ /атм
Радиус исследования	488.2	м
Коэффициент продуктивности, фактический	7.53	м ³ /(сут·атм)
Коэффициент продуктивности, расчётный	7.53	м ³ /(сут·атм)
Гидропроводность	39.9	Дарси·см/спз
Пьезопроводность	1.08E+04	см ² /сек
Пластовое давление на уровне манометра	137.5	атм
Пластовое давление на верх интервала перфорации	218.2	атм
Пластовое давление на глубине ВНК	232.8	атм
Депрессия	15.5	атм
Среднеквадратичное отклонение решения от данных		
Степень совершенства скважины	2.92	б. р.

Получен высокий коэффициент продуктивности пласта, который составил 7.53 м³/(сут·атм) и низкое значение скин-фактора - 5.28 д. е.. Подобные показатели характерны для высокопроницаемых, высокопористых коллекторов, либо для скважин после воздействия ГРП.

Как показывает практика, при проведении ГРП на низкопроницаемые пласты не всегда достигаются вышеуказанные результаты. В данном случае наблюдается прямое влияние высокой трещиноватости пласта ЮВ-1 с широкой областью распространения и подпитки.

Северо-Повховский участок располагается в более спокойной зоне проявления тектонических процессов, дифференциация атрибутов менее отчётлива, общие показатели разработки участка кратно ниже относительно Западно-Повховского участка. На 30% скважин получен приток жидкости более 30 т/сут, в основном с проведением ГРП (рисунок 98).

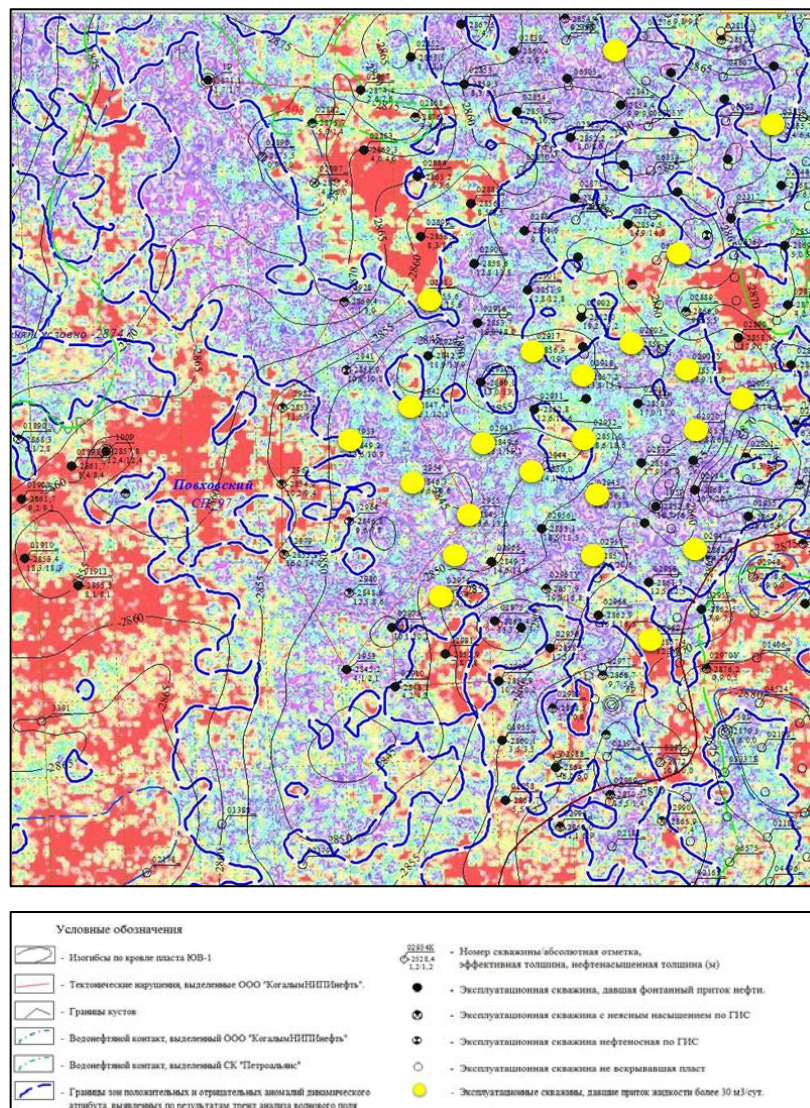


Рисунок 98 - Распределение скважин с дебитом жидкости более 30 т/сут на карте динамического атрибута «Мгновенное ускорение» по параметру «наибольшее положительное значение». Северо-Повховский участок.

Пробурено 5 скважин с горизонтальным окончанием на участках с повышенной трещиноватостью пород пласта ЮВ-1 (скважины №№ 2812Г, 2929Г, 2941Г, 2943Г, 2966Г, 6161Г), введены в эксплуатацию с дебитами жидкости от 55 до 109 т/сут без ГРП,

характеризуются снижением притока и динамических уровней до 1700 - 2000 м в первый год работы.

Анализ работы скважин с горизонтальным окончанием показывает, что пласт ЮВ-1, осложнённый тектоническими нарушениями, целесообразнее вскрывать горизонтальными стволами, которые могут проходить через несколько разломов или зон повышенной трещиноватости, гарантированно получать высокие дебиты жидкости и нефти [18]. Наклонно-направленные скважины таким преимуществом не обладают.

Рассмотрим эксплуатацию двух соседних скважин №№ 2974, 2966Г с разным заканчиванием ствола, находящихся в идентичных геологических условиях, в зоне повышенной трещиноватости (рисунок 99).

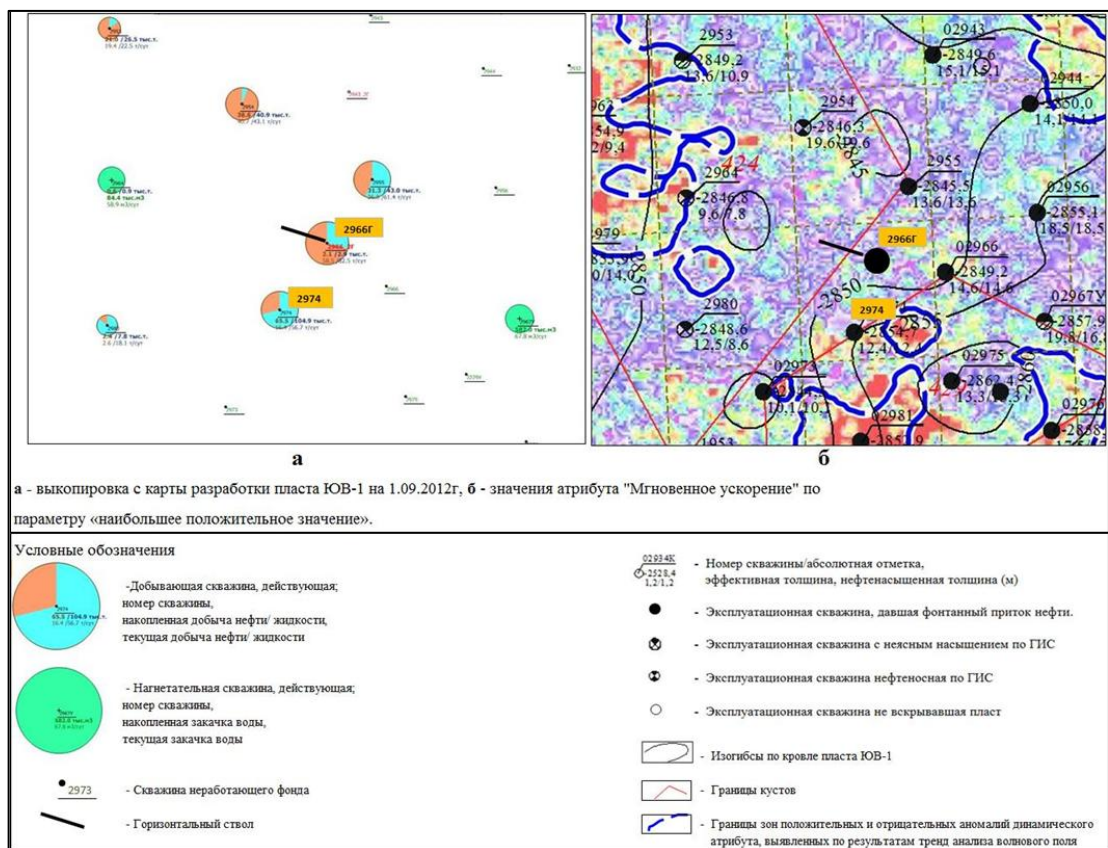


Рисунок 99 – Район скважин №№ 2974, 2966Г. Северо-Повховский участок.

Продуктивная часть пласта представляет собой довольно мощный однородный песчаник, мелко-среднезернистый, с определённой долей глинистости, предположительно относящейся к фации подводной равнины дельтового комплекса или устьевых баров (рисунок 100).

Скважина № 2974 вскрывает коллектор пласта ЮВ-1 мощностью 12 м, введена в эксплуатацию в 1990 г. с дебитом безводной нефти 7 т/сут без проведения ГРП. После проведения ГРП в 2003 г. дебит жидкости составил 42 т/сут, в течении 7 лет приток снизился до

10 т/сут.

Скважина № 2966Г введена в эксплуатацию в 2012 г. с дебитом жидкости 92 т/сут, нефти - 59 т/сут, без проведения ГРП. На сегодняшний день приток жидкости составляет 29 т/сут. Тринадцатикратная разница в притоке, относительно соседней скважины № 2974, объясняется проводкой горизонтального ствола через тектоническое нарушение или ряд нарушений. Бурение обеих скважин проходило на глинистом растворе.

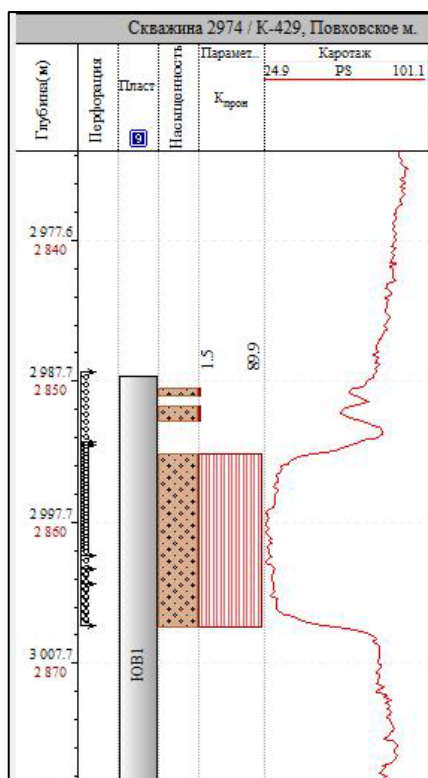


Рисунок 100 - Каротаж по пласту ЮВ-1 скважины № 2974.

5.1 Выводы

Анализ работы скважин на Западно-Повховском, Северо-Повховском участках, сопоставление с результатами динамического анализа сейсмического волнового поля, безусловно указывает на наличие и активное влияние разломно-блоковой тектоники на разработку залежей нефти верхнеюрских отложений, структура которых имеет унаследованный характер от структур поверхности пород фундамента. В зонах активного проявления тектонических нарушений получили аномально высокие дебиты жидкости добывающих скважин пласта ЮВ-1, не сопоставимые с притоками из скважин, вскрывающие аналогичные породы коллекторы на участках с относительно спокойной тектонической обстановкой.

От выбора местоположения эксплуатационных скважин, способа заканчивания, системы

разработки залежей верхней юры зависят технико-экономические показатели разработки, выработка запасов, соответственно коэффициент извлечения нефти [3, 119].

6 Рекомендации по поисково-разведочным работам на нефтеперспективные верхнеюрские объекты, повышению эффективности ГТМ, системы разработки.

Выявление и определение прямой связи протяжённых зон и участков повышенной трещиноватости, малоамплитудных вертикальных подвижек, имеющих различную площадь и форму, с дизъюнктивными нарушениями пород фундамента, которые в свою очередь приурочены к границам структурных элементов горст-грабен, а также с горизонтальными и вертикальными малоамплитудными разрывами пород нижней и средней юры, внесло дополнительные важные факторы в стратегию и принципы заложения поисково-разведочного бурения, эксплуатационного бурения, подбора основных видов ГТМ, таких как БВС и ГРП, оптимизации системы разработки [52].

Результаты динамического анализа должны рассматриваться в комплексе с данными сейсморазведки о структурном плане перспективных районов и участков на бурение, с результатами геолого-промыслового анализа, данными геофизических исследований скважин (ГИС), промыслово-геофизические исследования (ПГИ) и других специальных исследований при их наличии.

На Западно-Повховском участке рекомендуется к реализации бурение перспективных краевых участков разрабатываемой залежи, расположенных в зонах повышенной трещиноватости и субвертикальной деструкции, бурение вторых стволов с горизонтальным и наклонно-направленным окончанием.

Южная часть залежи, район скважины № 82Р, охвачена 3Д сейсморазведкой и динамическим анализом наполовину (рисунок 101), при этом рекомендуется бурение вторых стволов в количестве 4 шт., 3 из которых с ГС, 2 - новые эксплуатационные скважины. Выбран динамический анализ по параметру «Максимальное абсолютное значение» атрибута «Мгновенного ускорения» сейсмического волнового сигнала по причине его наиболее достоверного представления зон нарушений, которое было проверено при анализе работы скважин и их геологического строения.

Скважины под бурение вторых стволов выбирались с критической текущей обводнённостью добываемой продукции, которая составляет 99 и более %, за исключением скважины № 7238, рассмотренной на перспективу при увеличении доли воды (рисунок 102). Основным критерием выступает расположение скважин в пределах зон тектонических нарушений, либо на не большом расстоянии - не более 150 м. Следующим условием являлись гипсометрические отметки кровли пласта ЮВ-1, исключались скважины, находящиеся на одной глубине или ниже скважин, давших высокообводнённую продукцию, более 95%.

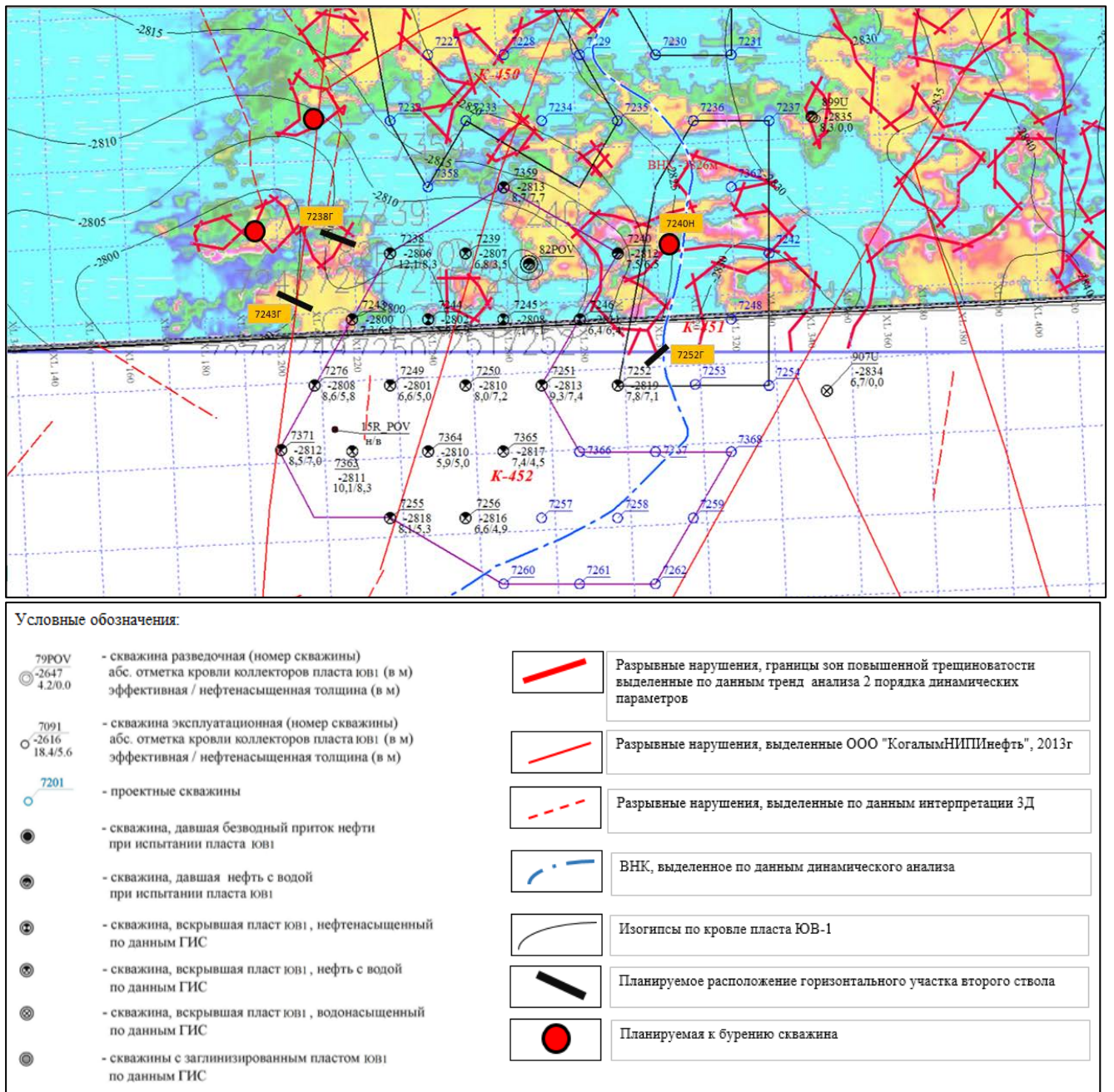


Рисунок 101 - Наложение планируемых мероприятий на карту распределения максимального абсолютного значения мгновенного ускорения сейсмического волнового сигнала в интервале отложений пласта ЮВ-1 в районе скважины № 82Р Западно-Повховского участка.

Анализ участка выявил ряд закономерностей и особенностей, подтвердил ранее определённые.

Геологическое строение продуктивной части пласта на участке относительно выдержанное, условия осадконакопления идентичны. Вывод сделан по анализу кривых электрокаротажа. Мощность коллектора ЮВ-1 составляет 9 - 10 м, пористость 15 - 16%, проницаемость по ГИС 16-40 мДа, нефтенасыщенность более 0.6 д. е., на всех скважинах

интерпретируется как наличие нефти. В северной и восточной части залежи, нефтенасыщение краевых скважин составляет 0.47 - 0.5 д. е. (рисунок 103, 104). При данных параметрах имеем значительное различие в добыче жидкости и нефти, которая напрямую зависит от принадлежности к зонам повышенной трещиноватости.

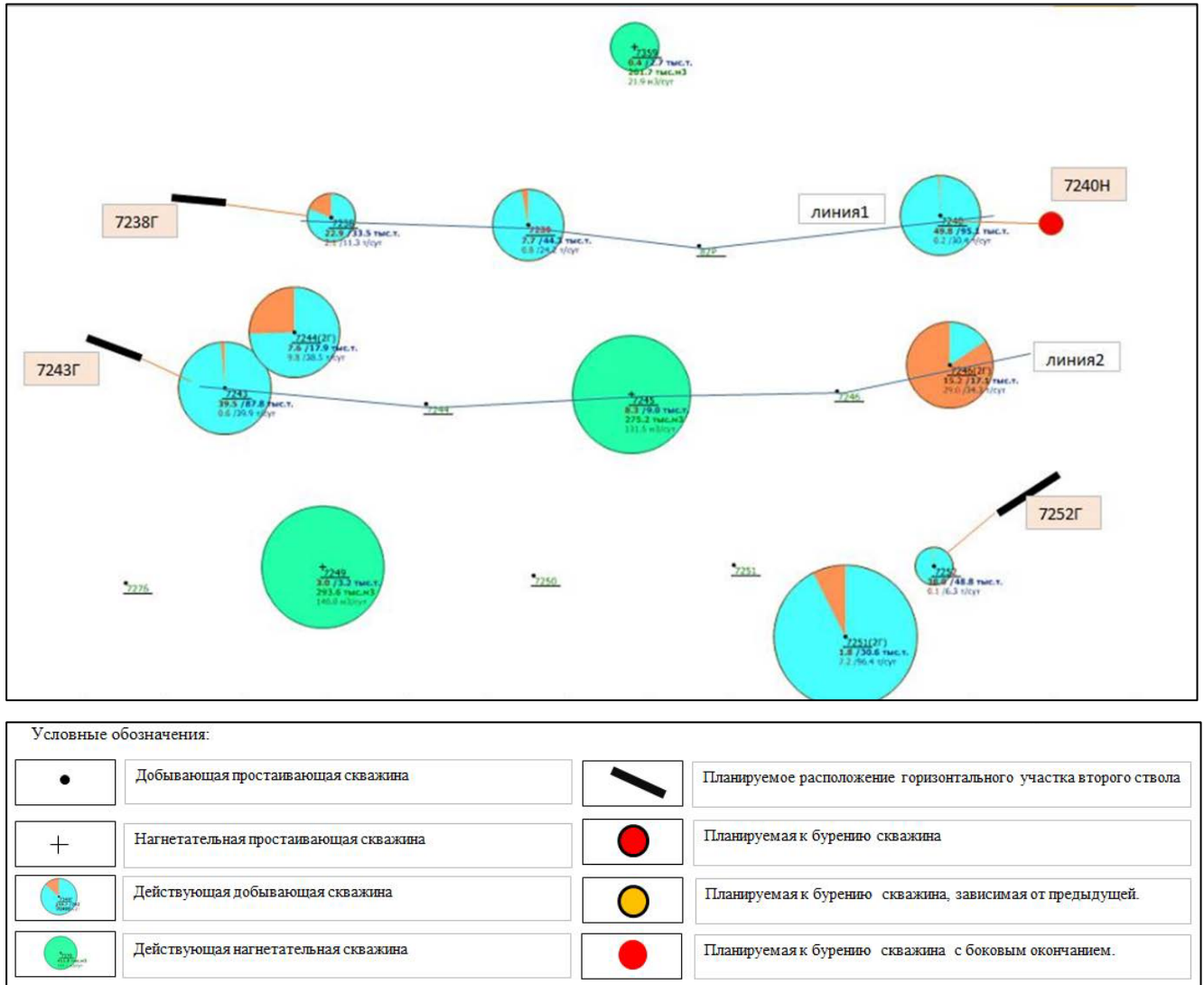


Рисунок 102 - Выкопировка карты разработки пласта ЮВ-1, район скважины № 82Р. Западно-Повховский участок.

Краевая скважина № 7240, расположенная на восточном крыле участка в зоне тектонических нарушений, из бурения введена в работу с дебитом жидкости $60 \text{ м}^3/\text{сут}$ (Qж), дебитом нефти 57 т/сут без ГРП.

Соседние скважины, расположенные в относительно спокойных зонах, запускались в работу с меньшими дебитами жидкости в 2 - 3 раза, что говорит об ухудшении ФЕС пласта, обусловленные меньшими значениями проницаемости, напрямую связанными с низкой

интенсивностью трещиноватости пород. В случае проведения ГРП, из-за крайне низкого притока, добыча жидкости была несколько выше: скважина № 7359 – Qж 37 м³/сут, 93 % воды, динамическим уровнем (Нд) 1800м, осваивалась после бурения с ГРП, наблюдалось резкое снижение притока; скважина № 89Р - Qж 48 м³/сут, 54 % воды, Нд 300 м, осваивалась после бурения с ГРП, наблюдалось быстрое снижение притока; скважина № 7246 - Qж 20 м³/сут, 5%

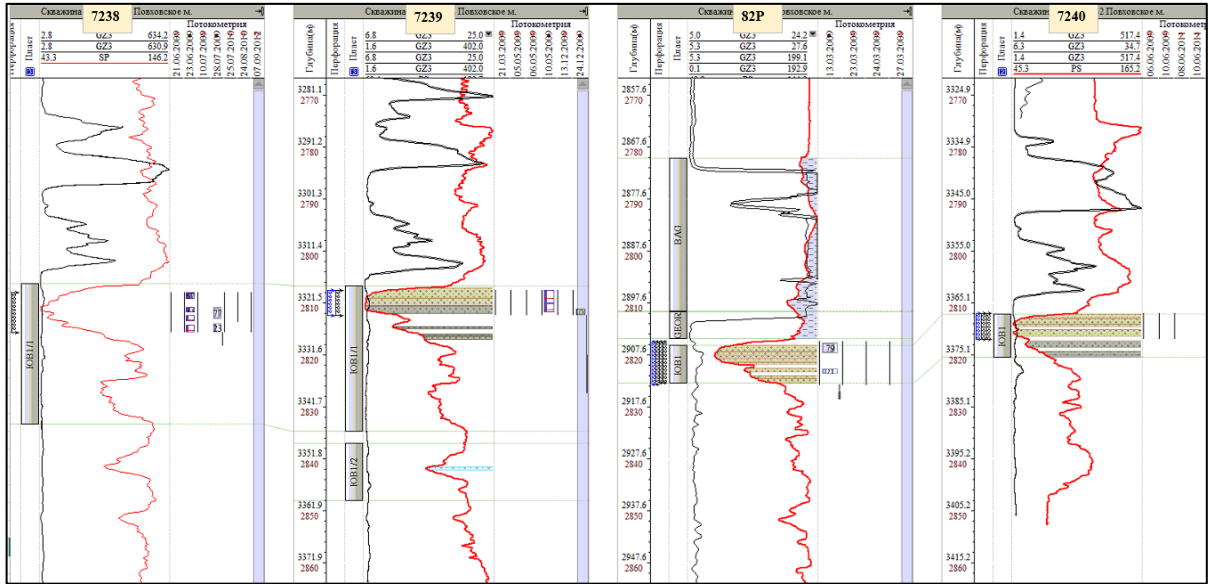


Рисунок 103 - Разрез пласта ЮВ-1 по линии 1 (рисунок 102). Западно-Повховский участок.

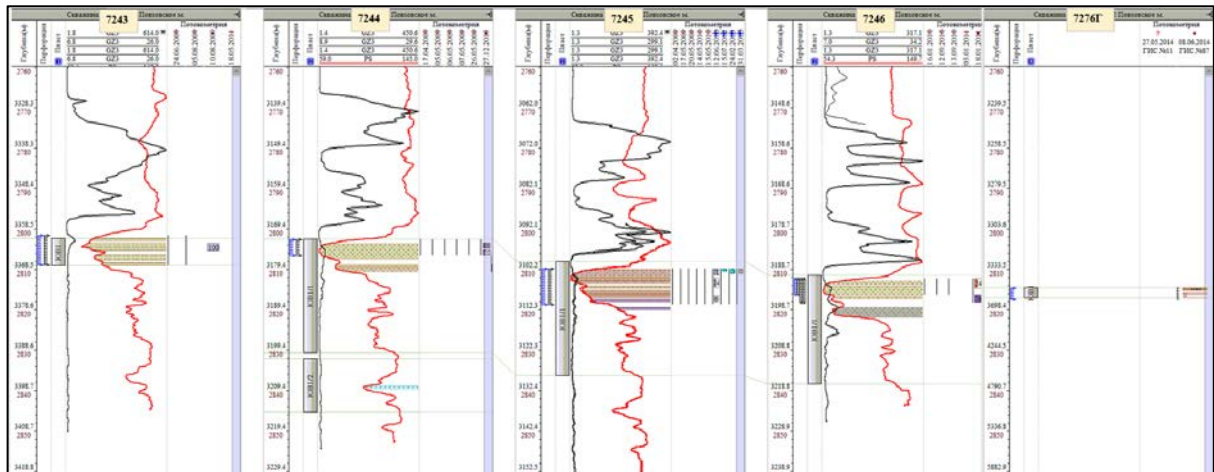


Рисунок 104 - Разрез пласта ЮВ-1 по линии 2 (рисунок 102). Западно-Повховский участок.

воды, Нд 1600 м, осваивалась после бурения без ГРП, наблюдалось быстрое снижение притока; скважина № 7252 - Qж 28 м³/сут, 5 % воды, Нд 1050 м, осваивалась после бурения без ГРП, наблюдалась стабильная работа в течении нескольких лет.

Более высокие дебиты жидкости скважины № 7240, обусловлены её расположением в зоне повышенной трещиноватости. По временному разрезу сейсмической волны видно, что из

пород фундамента до подошвы пласта ЮВ-1 протягивается разрывное нарушение, часть разломов затухает в отложениях средней юры. Возможно, малоамплитудные движки пород имеются и по пласту ЮВ-1, не закартированные сейсморазведкой из-за ограничений разрешающей способности (рисунок 105).

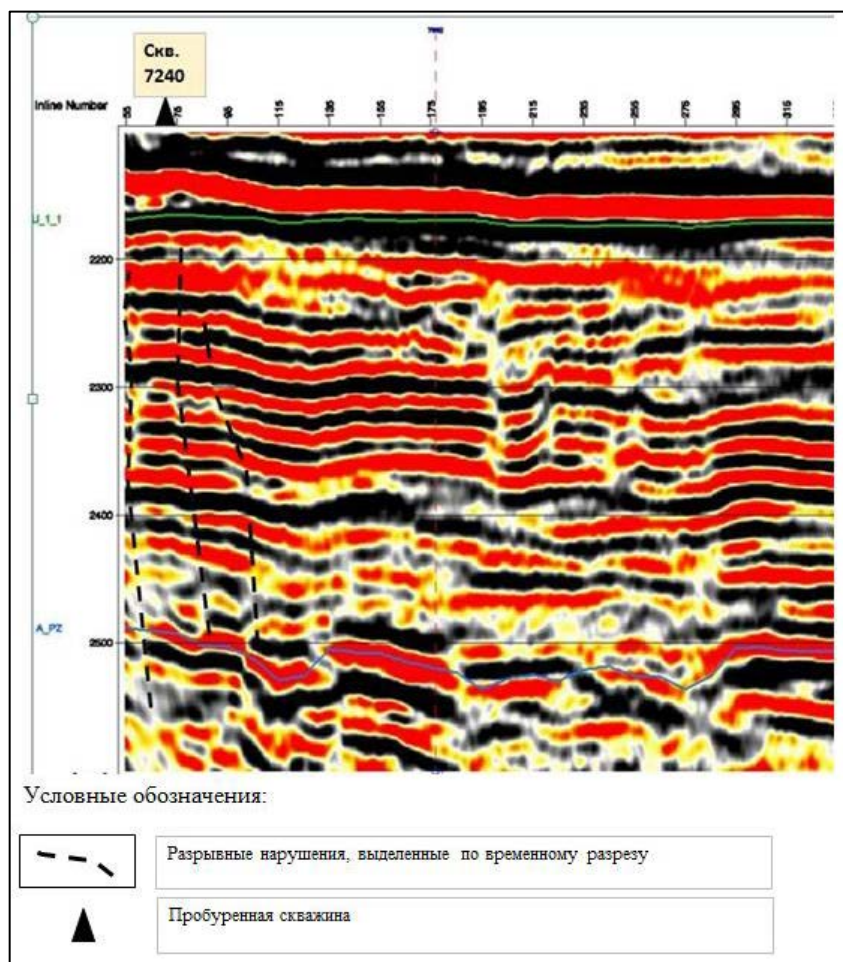


Рисунок 105 - Сейсморазрез в районе скважины № 7240 с выделением зон субвертикальной деструкции. Западно-Повховский участок.

По результатам динамического анализа сейсмического волнового поля, выделения зон тектонических нарушений по кровле пласта ЮВ-1, геолого-промыслового анализа, в начале 2014 г. была рекомендована к бурению второго ствола с горизонтальным окончанием скважина № 7246Г в восточном направлении с отходом 200 м от материнского ствола, с вскрытием продуктивных пород в зоне повышенной трещиноватости. Скважина пробурена и запущена в июне 2014 г. с дебитом 35 м³/сут чистой нефти, динамическим уровнем на устье. На сегодняшний день скважина работает с дебитом жидкости 34 м³/сут, 15 % воды, дебитом нефти (Qн) 29 т/сут, Нд - 1800 м. Режим работы подтвердил мои обоснования и результаты динамического анализа 3Д сейсморазведки, доказал свою состоятельность и хорошую

достоверность определения зон повышенной трещиноватости.

Получение высоких показателей и безводная работа на протяжении 1.5 лет данной скважины, при этом 100% обводнение соседних добывающих скважин, может говорить о наличии проводящих и подпитывающих углеводородами данную область разломах. В пользу данного факта ярко указывает получение высокой обводнённости (93 %), после проведения ГРП при освоении из бурения, в скважине № 7359, расположенной северо-западнее в зоне относительно спокойной тектонической обстановки, переведённой через 5 месяцев после запуска в работу под нагнетание. Кровля пласта ЮВ-1 находится на тех же гипсометрических отметках, что и в скважине № 7240. Предполагаю, что из-за удалённости от участка с проводящими и подпитывающими разломами мы имеем высокое водонасыщение продуктивных пород, подтверждаемое данными электрокаротажа, по которым удельное электрическое сопротивление в 2.5 раза ниже относительно показаний соседних скважин, давших нефть. Возможна утрата проводящих свойств у трещин в виду вторичного минералообразования, ухудшения проницаемости при повторных движениях блоков. На основании выполненного анализа планируется запроектировать бурение 2 боковых стволов в направлении зоны повышенной трещиноватости с ожидаемыми высокими результатами. В первую очередь наклонно-направленный боковой ствол от скважины № 7240 в восточном направлении с отходом 150-180 м. Не закладывается горизонтальный ствол по причине понижения структуры и высоких рисков получения воды, что может и не подтвердится да же при наличии благоприятных факторов, каких как повышенная трещиноватость [125].

С восточной стороны данного участка отмечается низкие входные показатели эксплуатации по скважинам, находящихся в спокойной тектонической обстановке, выявленной при динамическом анализе:

- 1). скважина № 7238 - Qж 14 м³/сут, 48 % воды, Нд 1800 м, осваивалась после бурения с ГРП. Наблюдалось снижение притока. Повторный ГРП в 2010 г. эффекта не дал;
- 2). скважина № 7244 - Qж 32 м³/сут, 5 % воды, Нд 200 м, осваивалась после бурения без ГРП. В непосредственной близости находится небольшой участок повышенной трещиноватости, который вероятно соприкасается с местоположением данной скважины. В процессе эксплуатации получили рост обводнения до 100%. По моей рекомендации пробурили второй ствол с горизонтальным окончанием в северо-западном направлении между скважинами №№ 7238, 7243, в зону повышенной трещиноватости, отмеченной динамическим анализом. Получили дебит жидкости 60 м³/сут, 34 % воды, дебит нефти 35 т/сут, Нд 580 м. Через 5 месяцев начался рост обводнённости. Здесь также подтвердилось местоположение зоны тектонических нарушений, выявленной по данным динамического анализа сейсмической волны.

В данном районе предлагаю бурение двух боковых стволов с горизонтальным окончанием: № 7243Г - с отходом 200 м от материнского ствола в западном направлении; № 7238Г - с отходом 200 м по азимуту 290⁰; также предлагается заложить 2 новые скважины в зонах проявления разломно-блоковой тектоники (рисунок 83, 84).

В районе скважины № 83Р, находящийся севернее от ранее выше рассматриваемого участка (район скважины № 82Р) по вышеописанной схеме запланировано к бурению 12 новых эксплуатационных скважин, 7 из которых являются зависимыми (рисунок 106). На 2 скважи-

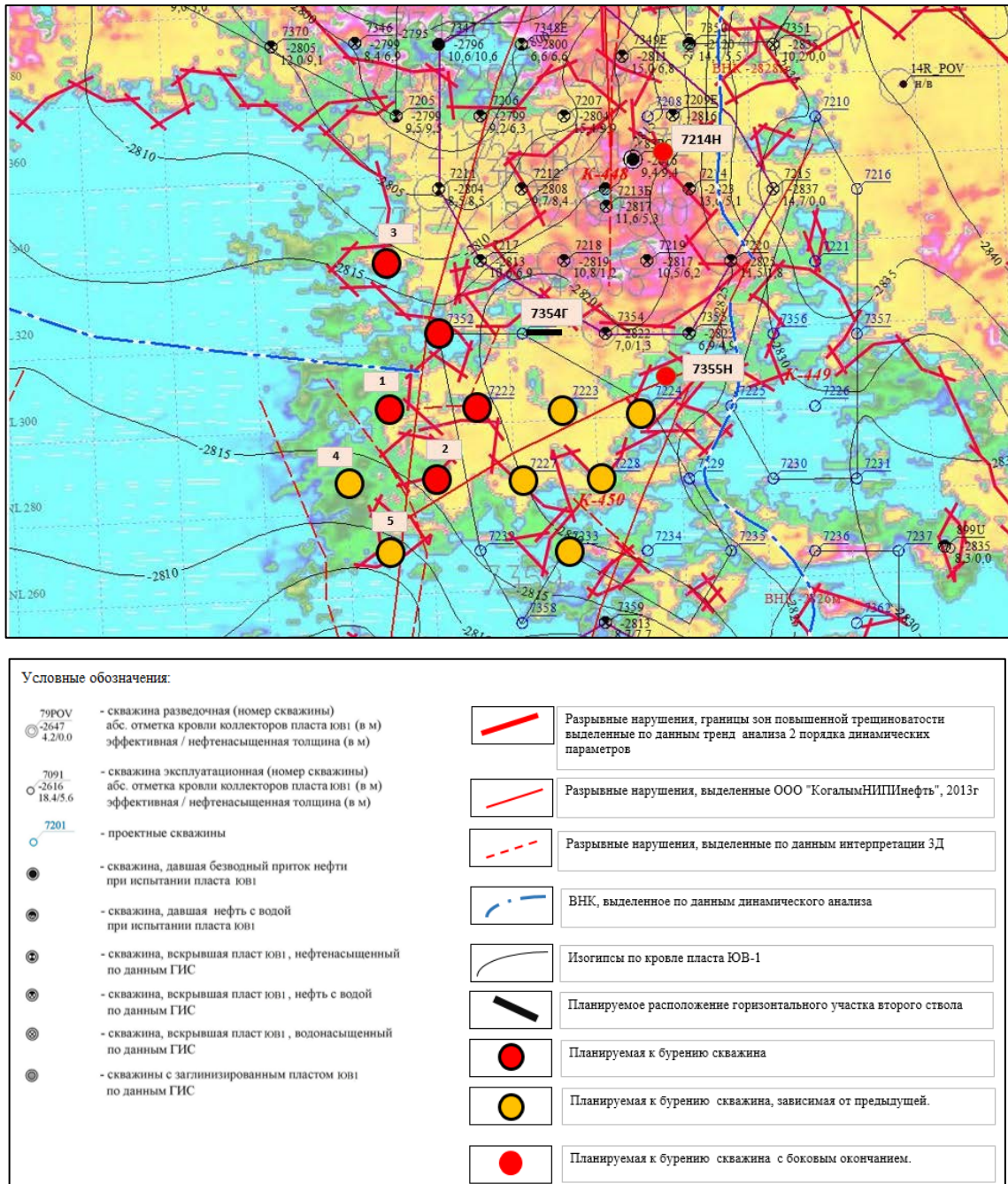


Рисунок 106 - Наложение планируемых мероприятий на карту распределения максимального абсолютного значения мгновенного ускорения сейсмического волнового сигнала в интервале отложений пласта ЮВ-1 в районе скважины № 83Р. Западно-Повховский участок.

нах планируется бурение боковых наклонно-направленных стволов (скважины №№ 7214Н, 7355Н), на 1 скважине - второй ствол с горизонтальным окончанием (скважина № 7354Г).

Местоположение забоев проектных скважин выбиралось в выявленных по данным динамического анализа зонах тектонических нарушений и повышенной трещиноватости, например, максимального абсолютного значения мгновенного ускорения сейсмического волнового сигнала в интервале отложений пласта ЮВ-1, выделенных на карте жёлто-розовой закраской (рисунок 106). Часть новых скважин планируется расположить по проектной сетке, не реализованной из-за наличия неопределённостей в части получения рентабельных дебитов нефти. Бурение было прекращено в южном направлении после получения низких дебитов при освоении из бурения без проведения ГРП на скважине № 7354: $Q_{ж}$ - 12 м³/сут, обводнённость - 53 %, $Q_{н}$ - 5 т/сут, $H_{д}$ - 1750 м. Скважина эксплуатировалась 2 месяца. Через год провели ГРП с последующим переводом под нагнетание. Также получили понижение структуры залежи относительно соседних скважин (№№ 7218, 7219) на 3 - 6 м (рисунок 107).

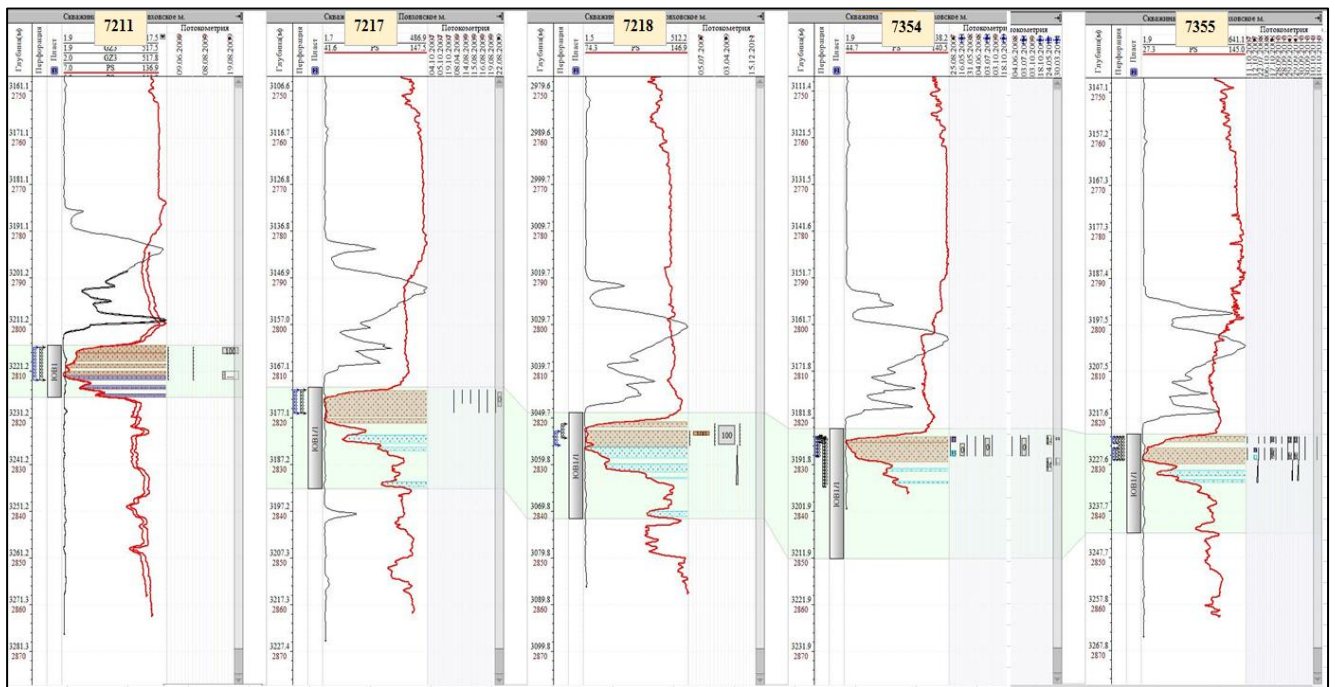


Рисунок 107 - Разрез пласта ЮВ-1 Западно-Повховского участка по линии скважин №№ 7211, 7217, 7218, 7354, 7355.

Интересный результат после бурения отмечается на скважине № 7355, которая была введена в эксплуатацию без ГРП с дебитом жидкости 11 м³/сут, обводнённостью 33 %, дебитом нефти 6 т/сут, $H_{д}$ 2200 м. После выполнения ГРП с закачкой 10 т пропанта режим работы составил: $Q_{ж}$ - 37 м³/сут, обводнённость - 35 %, $Q_{н}$ - 24 т/сут, $H_{д}$ - 1800 м, что является не плохим показателем (рисунок 108). Характерно быстрое снижение притока.

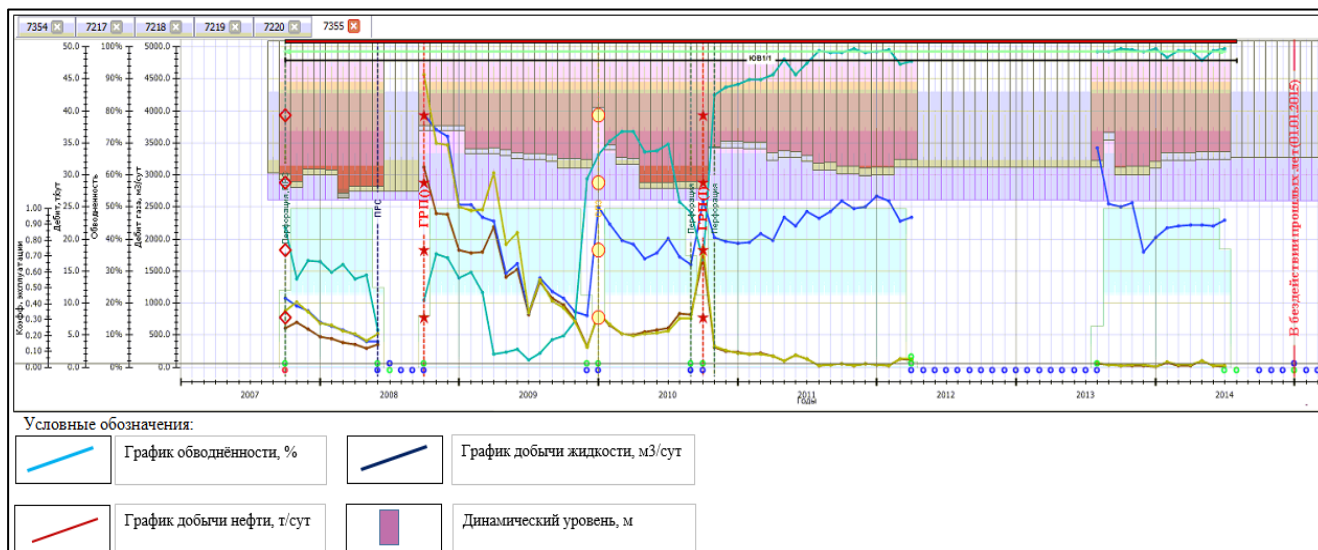


Рисунок 108 - График добычи скважины № 7355. Западно-Повховский участок.

Примечательно, что проведение ОПЗ кислотным составом на основе соляной кислоты, привело к резкому росту обводнённости продукции до 70% одновременно с ростом дебита жидкости. Повторный гидроразрыв пласта с закачкой 21т пропантa привёл к росту содержания воды до 85% с последующим увеличением до 100%, при этом дебит жидкости практически не изменился. Скважина располагается восточнее скважины № 7354, ближе к краю залежи и гипсометрически, кровля пласта встречена на 1м ниже, относительно скважины № 7359, рассмотренной на предыдущем участке в районе скважины № 83Р. То, что скважина № 7354 после ГРП показала эффективность в 3 раза меньшую, относительно скважины № 7355 и более высокую обводнённость (на 20%) говорит о её расположении в зоне с несколько иными геомеханическими свойствами пород и степенью нефтенасыщенности. В районе скважины № 7355 продуктивные породы пласта ЮВ-1 имеют более лучшие ФЕС, предположительно связанные с повышенной трещиноватостью, обусловленной наличием тектонических нарушений в нижележащих отложениях.

Можно с определённой долей уверенности утверждать о приуроченности нефтенасыщения пород к зонам трещиноватости и субвертикальной деструкции при благоприятных структурных факторах и проводящих свойствах трещин. Чем интенсивнее выявленные дизъюнктивные нарушения, тем нефтенасыщенность больше при прочих равных условиях, включая глубину залегания, даже если гипсометрически ниже менее нефтенасыщенных участков. Высокие дебиты жидкости и нефти уверенно тяготеют к зонам субвертикальной деструкции, явно выделяемых на временных разрезах, например, скважина № 7219, расположенная к северу в 500 м от скважины № 7355, где при освоении из бурения без ГРП получено 52 м³/сут безводной жидкости (рисунок 109).

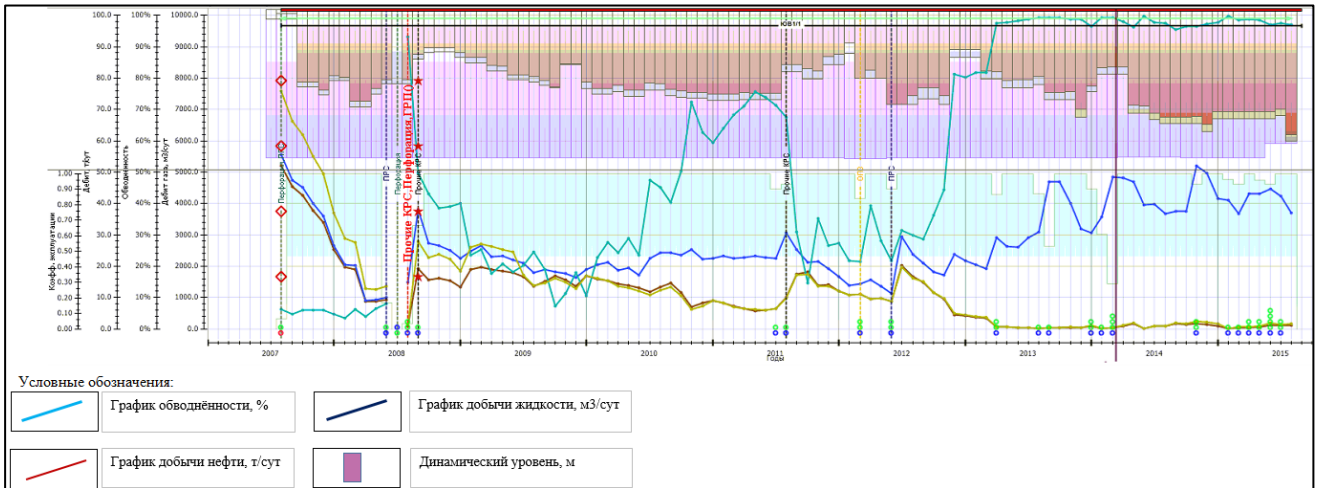


Рисунок 109 - График добычи скважины № 7219. Западно-Повховский участок.

На временном разрезе, проходящем с юга на север через данную скважину, в подошвенных глинистых отложениях верхнеюрских отложений, в непосредственной близости отмечается размыв волнового сигнала с частичным пропаданием. Данная зона распространяется на 2.5 км в южном направлении с затуханием сигнала (рисунок 110).

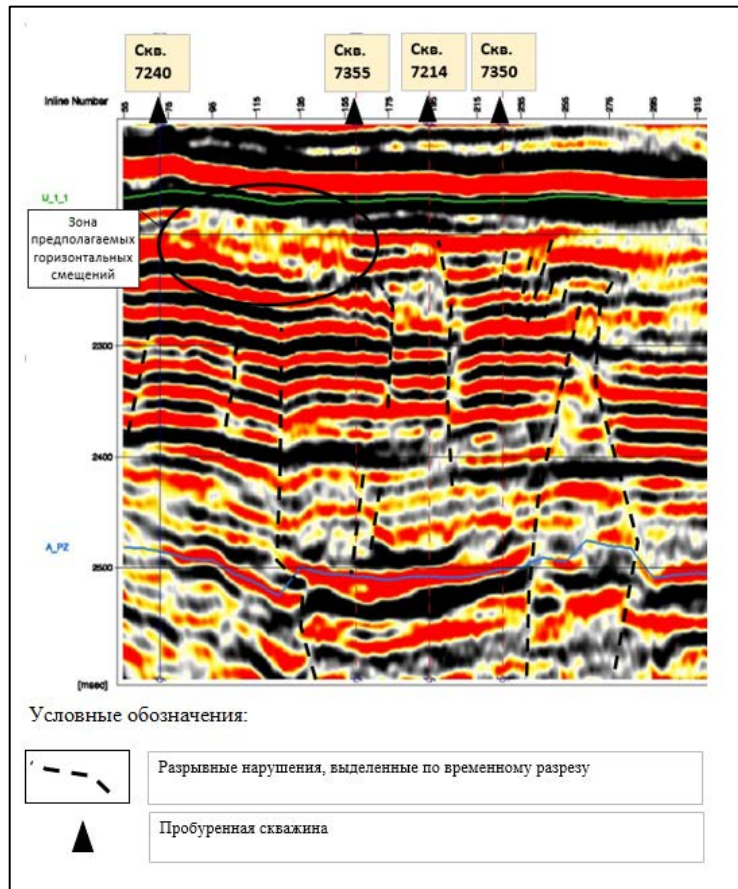


Рисунок 110 - Выделение тектонических нарушений по данным 3Д сейсморазведки на временном разрезе по линии скважин №№ 7240, 7355, 7214, 7350. Западно-Повховский участок.

Возможно, это связано с горизонтальными движениями блоков, либо с тектоническими нарушениями, прослеживаемыми в нижне- и среднеюрских отложениях. Также наблюдается небольшое повышение структуры по кровле пласта ЮВ-1, имеющее унаследованный характер с пород фундамента. Соответственно, по моему мнению, данный участок является перспективным на получение рентабельного притока жидкости и нефти. Для подтверждения вышеописанных предположений предлагается в первую очередь пробурить наклонно-направленный второй ствол на скважине № 7355 с отходом 250 - 300 м по азимуту 210° . (рисунок 106), возможно освоение с ГРП. При получении стабильного притока нефти от 20 т/сут и более, запланировать к бурению ранее отменённые скважины №№ 7224, 7228, 7227, 7233. Скважину № 7223 пробурить последней, которую можно освоить под нагнетание в случае получения низких притоков с высокой обводнённостью. Аналогично необходимо пробурить второй ствол с горизонтальным окончанием на скважине № 7354 с отходом 300 м, длиной горизонтальной части не менее 200 м по азимуту 270° в сторону зоны повышенной трещиноватости.

Планируются к бурению: ранее отменённые скважины №№ 7352, 7222; вновь намеченные №№ 1, 2, 3 (рисунок 106); скважины №№ 4, 5 являются зависимыми и предлагаются к бурению после получения положительных результатов эксплуатации на предыдущих скважинах №№ 1, 2. Возможно получение более обводнённой продукции, т.к. приближаемся к относительно спокойной тектонической зоне, где по динамическому анализу в дополнение выделяется повышенное водонасыщение (рисунок 83, 84) [100, 101].

Зависимость дебитов скважин от удалённости от разломов отмечается практически на всех месторождениях Западной Сибири до отложений апт-альб-сеноманского комплекса, включая газовые залежи северных районов (Ямбургское, Западно-Таркосалинское, Харампуровское месторождения) [11, 32, 68]. Обобщив имеющиеся данные по разработке месторождений нефти верхнеюрских отложений других районов, максимальное расстояние до тектонических нарушений, далее которого не прослеживается влияние трещиноватости на дебит скважин, составляет 1.5 км (Тарасовское месторождение) [92]. На многих месторождениях имеются скважины с аномально высокими накопленными и текущими дебитами нефти, не смотря на незначительные мощности коллектора, например Карамовское месторождение, скважина № 501Г, толщина песчаника 4.8 м, накопленная добыча нефти составляет 665 тыс.т [118]. На Западно-Повховском участке на расстоянии 500 м от выявленной зоны трещиноватости дебит скважин в среднем ниже на 50%, на расстоянии 1,5км снижение происходит до 4-6 раз.

Выявление систем горст - грабен, сбросов и надвигов, дизъюнктивных нарушений различной природы на поверхности фундамента и унаследованных структур в юрском

осадочном чехле, позволяет более обоснованно подходить к геолого-разведочным работам и заложению эксплуатационного бурения. Данный подход снижает долю непроизводительных затрат, что не маловажно на этапе освоения месторождения, получать большие объёмы углеводородов, более рационально разрабатывать недра. Детальная переинтерпретация результатов 3Д сейсморазведки путём перебора различных сейсмических атрибутов на сегодняшний день даёт возможность обоснованно провести доразведку краевых частей действующих месторождений, вовлечь в разработку слабодренлируемые запасы нефти бурением вторых стволов как наклонно-направленных, так и с горизонтальным окончанием, выполнить оптимизацию системы разработки, запланировать к охвату сейсмическими исследованиями старые (отработанные по методу 2Д сейсморазведки) и новые площади, где можно выделить перспективные зоны [64].

Данный подход особенно актуален на территориях с развитой инфраструктурой, где разбуривание и разработка небольших участков сопровождается минимальными капитальными затратами, организация доступа к которым не столь проблематична и затратна. Выполненная детализация структурно-тектонического строения поверхности фундамента и юрских отложений позволяет выделять сложнопостроенные, малоразмерные геологические объекты, перспективные на обнаружение небольших залежей нефти, уточнять расположение поисковых скважин, начать поиск залежей в зонах субвертикальной деструкции в отложениях средней и нижней юры, пород фундамента, на территориях с уже открытыми вышележащими залежами нефти [31, 49, 54]. Выделенные зоны повышенной трещиноватости, связанные в том числе с зонами горизонтального сдвига, позволяют изменить предполагаемые контуры существующих залежей, выявить перспективные зоны повышенной проницаемости [7, 49, 59, 76]. Описанные зоны и участки должны находиться вблизи с разломами, берущими начало в фундаменте.

Таким образом, доказано влияние разломно-блокового строения фундамента на верхнеюрские отложения, имеющих унаследованный характер структурных планов и тектонических нарушений. Определена прямая связь между наличием зон субвертикальной деструкции, повышенной трещиноватости, дебитами жидкости и нефти добывающих скважин. Обобщая работу по успешному определению зон повышенной трещиноватости и тектонических нарушений с помощью динамического анализа результатов 3Д сейсморазведки, которые полностью совпали с зонами активных тектонических процессов, можно с уверенностью говорить, что получена методика по выделению зон повышенной трещиноватости и тектонических нарушений верхнеюрских отложений, которая кратко отображена в схеме № 1.

Методика работ подразумевает выполнение следующих работ:

- 1). проведение 3д сейсморазведочных работ на перспективных участках образования залежей

нефти в верхнеюрских отложениях или с доказанной нефтенасыщенностью;

2). при стандартной интерпретации материалов 3Д сейсморазведки определяется: структурная поверхность кровли консолидированного чехла, его особенности; наличие осложнений в виде поднятия или опускания отдельных блоков (горстов, грабенов) и малоразмерных участков, контролируемые их тектонические нарушения; наличие других разломов, зон субвертикальной деструкции; характер залегания осадочных пород до верхнеюрских отложений, оценка унаследованности структуры и распространения разломов;

2.1). выполнение динамического анализа сейсмической волны значений мгновенных амплитуд, фаз, частот по различным параметрам в интервале кровля пород фундамента с целью сопоставления полученных зон тектонических нарушений и повышенной трещиноватости с границами осложняющих структур (горстов, грабенов) и разломов, выявленных при кинематической интерпретации результатов 3Д сейсморазведки, выделяемых на временных сейсморезах. При степени корреляции более 80% переходим к следующему этапу;

3). выполнение динамического анализа сейсмической волны значений мгновенных амплитуд, фаз, частот по различным параметрам в интервале кровля пород васюганской свиты. Определение местоположения в плане зон тектонических нарушений и повышенной трещиноватости, субвертикальной деструкции. Определение степени взаимосвязи с выявленными нарушениями по кровле фундамента. Выполнение тренд анализа для выделения границ распространения различных значений динамических атрибутов, соответственно предполагаемых границ зон повышенной трещиноватости. Построение соответствующих карт по атрибутам, максимально чётко и достоверно отображающим фактическую ситуацию;

4). сопоставление карт распределения значений динамических атрибутов со структурной поверхностью кровли васюганской свиты, выбор наиболее перспективных участков с повышенными ФЕС пласта для проведения геолого-разведочных работ или разбуривания известной залежи нефти.

Основные выводы и рекомендации

1. Разработана и апробирована методика определения и уточнения местоположения разрывных нарушений, выявления зон повышенной трещиноватости и субвертикальной деструкции.

2. В комплексе с результатами специальных исследований, такими как трассерные исследования, данными геофизических исследований скважин (каротажные диаграммы), изучение керн, опробования продуктивных пластов уверенно картируется разломно-блоковая тектоника юрских отложений.



Схема №1 - Методика по выделению зон повышенной трещиноватости и тектонических нарушений верхнеюрских отложений.

3. Определены закономерности распространения разрывных нарушений, их появления, основная часть которых приурочена к границам горстов и грабенов, выделяемых на поверхности пород фундамента, имеющих сквозной характер распространения.
4. Выделены малоамплитудные тектонические нарушения, проявляющие себя только в пределах отдельных пластов, не имеющих значительного распространения по вертикали, образованных при горизонтальных смещениях и сдвигах отдельных блоков.
5. Уточнены формы и граничные поверхности разрабатываемых залежей пласта ЮВ-1, которые практически полностью совпали с текущими границами, определёнными после разбуривания, что даёт основание для использования методики переинтерпретации 3Д сейсморазведки для прогнозирования и оконтуривания залежей нефти при геолого-разведочных работах.

6. Опробована и подтверждена методика определения насыщенности продуктивных пород методом динамического анализа осей синфазности волнового поля 3Д сейсморазведки. Достоверность составляет от 70 до 80%, в зависимости от расположения участка относительно тектонических нарушений и зон повышенной трещиноватости.
7. Подтверждено, предполагаемое некоторыми исследователями, микроклиноформное строение пласта ЮВ-1 по данным переинтерпретации динамического волнового поля, сопоставления разрезов скважин (каротаж), влияния нагнетательных скважин.
8. Полученные результаты о разломно-блоковом строении пласта ЮВ-1, детализация структурно-тектонического строения, в том числе всей толщи юрских отложений и пород фундамента, позволяет усовершенствовать систему разработки месторождений, более эффективно планировать и выполнять геолого-технические мероприятия, что увеличит выработку запасов, соответственно КИН, более точно и с большей вероятностью успешности планировать доразбуривание краевых частей залежей, закладывать разведочные скважины на перспективные новые участки и нижележащие пласты средней, нижней юры, кровли фундамента на разрабатываемых месторождениях.

Список сокращений и условных обозначений

- БВС – бурение вторых стволов
ВСФ – высокая скорость фильтрации
ВНК – водонефтяной контакт
ГИС – геофизические исследования скважин
ГТМ – геолого-техническое мероприятие
ГРП – гидроразрыв пласта
УВ – углеводороды
КогалымНИПИнефть – Когалымский научно-исследовательский и проектный институт
Нд – динамический уровень
НИПИ – научно-исследовательский и проектный институт
НПЦ – научно-производственный центр
ОАО – открытое акционерное общество
ООО – общество с ограниченной ответственностью
ОМСМ – отдел микросейсмического мониторинга
ОПЗ – обработка призабойной зоны
ОСГ – отражающий сейсмогоризонт
ПЗП – призабойная зона пласта
ППД – поддержание пластового давления
СК – сервисная компания
ТПП – территориально-производственное предприятие
ТрИЗ – трудно извлекаемые запасы
МОГТ – метод общей глубинной точки
ФЕС – фильтрационно-ёмкостные свойства
ЦДНГ – цех добычи нефти и газа
Qж –дебит жидкости
Qн – дебит нефти

Список литературы

1. Алексеев, В. П. Закономерности изменения состава и строения коллектора Ю1 в Широком Приобье и его ближнем окружении (Западная Сибирь) / В. П. Алексеев, О. С. Чернова, Э. О. Амон и др. // Литосфера. - 2014. - № 3. - С. 51.
2. Афонин, Д. Г. Обоснование степени влияния разломов на эффективность работы скважин / Д. Г. Афонин // Бурение и нефть. - 2008. - № 9. - С. 22.
3. Барышников, А. В. Перспективы вовлечения в разработку залежей в трещиновато-кавернозных коллекторах баженовско-абалакского комплекса на месторождениях ООО «Газпром-Хантос» / А. В. Барышников, О. А. Кофанов, С. Л. Тарасов и др. // Нефтяное хозяйство. - 2010. - № 12. - С. 27.
4. Белоусов, В. В. Основы геотектоники / В. В. Белоусов. – Москва: Недра, 1975. – 264 с.
5. Бембель, Р. М. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов / Р. М. Бембель, В. М. Мегеря, С. Р. Бембель. - Тюмень: Вектор Бук, 2003. - 344 с.
6. Бембель, Р. М. Геосолитонная концепция образования месторождений нефти и газа в районе Сургутского свода, перспективы её применения / Р. М. Бембель, С. Р. Бембель // Нефтяное хозяйство. - 2006. - № 4. - С. 12.
7. Бембель, Р. М. О разведке многопластовых месторождений нефти и газа Западной Сибири / Р. М. Бембель, С. Р. Бембель // Нефтяное хозяйство. - 2012. - № 5. - С. 26.
8. Бембель, С. Р. Методика выявления и доразведки малоразмерных и сложнопостроенных залежей углеводородов / С. Р. Бембель // Нефть и газ. - 2010. - № 5. - С. 6.
9. Бембель, С. Р. Поиск и картирование продуктивных объектов на западном склоне Сургутского свода / С. Р. Бембель // Нефтяное хозяйство. - 2012. - № 8. - С. 36.
10. Бембель, С. Р. Разведка локальных залежей углеводородов на основе их взаимосвязи с геодинамикой Среднего Приобья / С. Р. Бембель // Нефтяное хозяйство. - 2013. - № 12. - С. 90.
11. Беспалова, С. Н. Оценка влияния разломов на геологические особенности залежей и продуктивность коллекторов газовых месторождений Западной Сибири / С. Н. Беспалова, О. В. Бакуев // Геология нефти и газа. - 1995. - № 7. - С. 16.
12. Бланк, А. М. Комплексное изучение трещинно-поровых коллекторов домеловых отложений Западно-Сибирского бассейна на примере Пальяновского месторождения / А. М. Бланк, М. Ю. Гостев, М. И. Куренко // Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 5. - С. 43.
13. Боганик, Г. Н. Сейсморазведка / Г. Н. Боганик, И. И. Гурвич. - Тверь: АИС, 2006. - 744 с.
14. Боголепов, К. В. Мезозойская тектоника Сибири / К. В. Боголепов. - Москва: Наука, 1967. - 328 с.

15. Бочкарев, В. А. Роль разрывных нарушений в формировании нефтяных залежей в рифтовых зонах / В. А. Бочкарев, А. В. Бочкарев, С. Д. Горбачев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2014. - № 5. - С. 4.
16. Васильева, М. Ю. Доплатформенные комплексы нефтегазоносных территорий СССР. / М. Ю. Васильева, Е. Г. Журавлев, В. С. Князев. - Москва: Недра, 1992. - 305 с.
17. Ворожцов, Л. Н. Выделение тектонических нарушений по рисунку сейсмической записи / Л. Н. Ворожцов, В. А. Сидоров, Ю. А. Курьянов // Геология нефти и газа. - 1993. - № 2. - С. 19.
18. Вязовая, М. А. Исследование влияния латеральной анизотропии пласта на эффективность работы горизонтальных скважин на примере Сугмутского месторождения / М. А. Вязовая, М. Б. Шевелев // Нефтяное хозяйство. - 2010. - № 12. - С. 46.
19. Гаврилов, В. П. Влияние разломов на формирование зон нефтегазонакопления / В. П. Гаврилов. - Москва: Недра, 1975. - 272 с.
20. Гаврилова, Е. Н. Закономерности распространения коллекторов в отложениях тюменской свиты на западе Широкого Приобья / Е. Н. Гаврилова, В. С. Славкин, Т. Е. Ермолова // Геология нефти и газа. - 2010. - № 3. - С. 52.
21. Гаджиев, М. Д. Анализ внедрения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов на Повховском месторождении / М. Д. Гаджиев // Материалы международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных «Новые технологии – нефтегазовому региону». – Тюмень: ТИУ, 2017. – С. 39.
22. Гаджиев, М. Д. Анализ внедрения технологий обработки призабойных зон добывающих скважин на Повховском месторождении / М. Д. Гаджиев // Academy. -2018. - № 5. – С. 23.
23. Гзовский, М. В. Основы тектонофизики / М. В. Гзовский. - Москва: Наука, 1975. - С. 535.
24. Глебов, С. Д. Опыт построения палеофациальной модели пластов ЮВ-1 Ново-Пуровского месторождения/ Нефтепромысловое дело. - 2013. - № 10. - С. 8.
25. Глухманчук, Е. Д. Анализ дисгармонии структурных планов на месторождениях Западной Сибири / Е. Д. Глухманчук, А. В. Леонтьевский // Вестник Югорского государственного университета. – 2006. - № 3. – С. 24.
26. Глухманчук, Е. Д. Результаты комплексирования структурно-деформационного анализа и микросейсмического мониторинга в решении задачи картирования каналов фильтрации углеводородов / Е. Д. Глухманчук, П. Б. Бортников, С. М. Майнагашев, Ф. Д. Шмаков // Десятая научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа-Югры». – 2007. – С. 254.

27. Глухманчук, Е. Д. Характеристика зон трещиноватости по неоднородности структуры поля деформаций отражающих горизонтов / Е. Д. Глухманчук, А. Н. Василевский // Геология и геофизика. – 2013. - № 1. – С. 106.
28. Гольберт А. В. Палеоландшафты Западной Сибири в юре, мелу и палеогене/ А. В. Гольберт, Л. Г.Маркова, И. Д. Полчкова и др. - Москва: Наука, 1968. - 152 с.
29. Глухманчук, Е. Д. Трещино-блоковая структура месторождений как основная причина низкой эффективности геолого-гидродинамических моделей / Е. Д. Глухманчук, В. В. Крупицкий, А. В. Леонтьевский // Недропользование XXI век. – 2014. - № 3. – С. 64.
30. Глухманчук, Е. Д. Причина несоответствия геологических моделей месторождений результатам их разработки / Е. Д. Глухманчук, В. В. Крупицкий, А. В. Леонтьевский // Геология нефти и газа. – 2016. - №1. – С. 45.
31. Гогоненков, Г. Н. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири / Г. Н. Гогоненков, А. С. Кашик, И. А. Тимурзиев // Геология нефти и газа. - 2007. - № 3. - С. 3.
32. Гогоненков, Г. Н. Количественные оценки систем сдвиговых дислокаций в Западной Сибири / Г. Н. Гогоненков, И. А. Тимурзиев, С. С. Эльманович // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2010. - № 3. - С. 4.
33. Гогоненков, Г. Н. Пластические деформации осадочного чехла Западной Сибири в зонах горизонтальных сдвигов фундамента / Г. Н. Гогоненков, Л. А. Некрасова, И. А. Тимурзиев // Геология нефти и газа. - 2011. - № 3. - С. 55.
34. Гурари, Ф. Г. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф. Г. Гурари, В. П. Девятов, В. И. Демин и др. – Новосибирск: Наука, 2005. - 156 с.
35. Гутник, О. С. Сейсморазведка – важнейший источник информации при прогнозе коллекторских свойств продуктивных пластов / О. С. Гутник, В. В. Захаров // Интервал. - 2006. - № 3. - С. 50.
36. Денисов, С. Б. Влияние сдвиговой тектоники на формирование нефтегазовых месторождений Западной Сибири / С. Б. Денисов // Нефтяное хозяйство. – 2001. - № 4. – С. 14.
37. Денисов, С. Б. Особенности тектонического строения западной части Александровского свода (Аригольская зона) / С. Б. Денисов, И. В. Евдокимов // Бурение и нефть. - 2010. - № 2. - С. 28.
38. Дулкарнаев, М. Р. Комплексное геотехнологическое обоснование выработки высоконеоднородных и сильнорасчленённых залежей нефти (Когалымский регион) / М. Р. Дулкарнаев // Нефтепромысловое дело. – 2014. - № 3. – С. 18.
39. Драгунов, А. А. Системы планетарных нарушений и их нефтепоисковое значение / А. А. Драгунов, Р. С. Мухамадиев Д. С. Андреев // Бурение и нефть. - 2010. - № 2. - С. 10.

40. Жеро, О. Г. Тектоника доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты в связи с нефтегазоносностью палеозоя и триас-юрских отложений: дис. ... докт. геол.-минер. наук: 04.00.17 / Жеро Олег Генрихович. – Н, 1984. - 492 с.
41. Зоненштайн, Л. П. Тектоника литосферных плит территории СССР, книга 2 / Л. П. Зоненштайн, М. И. Кузьмин, Л. М. Натапов. - Москва: Недра, 1990. - 227 с.
42. Золотов, А. Н. Тектоника и нефтегазоносность древних толщ / А. Н. Золотов. - Москва: Недра, 1982. - 240 с.
43. Зубков, М. Ю. Прогноз зон природной трещиноватости в продуктивных отложениях Западно-Урьевской площади по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования / М. Ю. Зубков, Я. А. Портмейстер, М. Р. Садыков // Вестник недропользователя. - 2004. - № 14. - С. 25.
44. Зубков, М. Ю. Кристаллографическое и литолого-петрофизическое обоснование электрических свойств минералов железа, глин и терригенных коллекторов (на примере пластов БВ8 и ЮВ1 Повховского месторождения. Часть 2) / М. Ю. Зубков // Горные ведомости. – 2008. - № 12. – С. 30.
45. Иванов, С. А. Оценка состояния разработки объекта ЮВ1 Повховского месторождения по результатам индикаторных (трассерных) исследований / С. А. Иванов, Ш. С. Гонимов, М. Р. Дулкарнаев, А. Ю. Никитин // Нефтепромысловое дело. – 2010. - № 6. – С. 21.
46. Иванов, К. С. Геохронологические исследования фундамента Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна; итоги 50 лет изучения / К. С. Иванов, Ю. Н. Федоров, Ю. Л. Ронкин, Ю. В. Ерохин // Литосфера. - 2005. - № 3. - С. 117.
47. Иванов, К. С. Новые данные о строении фундамента Западно-Сибирской плиты / К. С. Иванов, Ю. В. Ерохин, В. Б. Писецкий и др. // Литосфера. - 2012. - № 4. - С. 91.
48. Ивашко, С. В. Анализ тектонических деформаций доюрской поверхности Западной Сибири с помощью компьютерного моделирования / С. В. Ивашко // Геология нефти и газа. - 2004. - № 6. - С. 18.
49. Карасевич, А. Прогноз малоразмерных залежей, новые геофизические технологии / А. Карасевич, Д. Земцова, А. Никитин // Oil & Gas Journal Russia. - 2010. - № 10. - С. 72.
50. Карнюшина, Е. Е. Свойства коллекторов Западной Сибири в зоне катагенеза / Е. Е. Карнюшина, Г. Н. Леоненко // Вестник МГУ. - 1989. - № 5. - С. 35.
51. Карус, Е. В. Глубинное строение Западной Сибири / Е. В. Карус, Г. А. Габриэлянц, В. М. Ковылин и др. // Современная геология. - 1984. - № 5. - С. 75.
52. Кашик, А. С. Учёт результатов анализа трещинных систем и реконструкций напряжённо – деформированного состояния горных пород при разработке месторождений Западной Сибири,

- осложнённых структурами горизонтального сдвига / А. С. Кашик, Г. Н. Гогоненков, А. И. Тимурзиев // Вестник ЦКР «Роснедра». - 2009. - № 3. - С. 4.
53. Киселев, В. П. Строение и нефтегазоносность пограничных отложений юры и мела Юганского Приобья по геофизическим данным / В. П. Киселев, В. А. Казаненков, М. А. Павлова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2007. - № 6. - С.47.
54. Кузин, А. М. О флюидной составляющей процесса образования зон трещиноватости и разрывных нарушений / А. М. Кузин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2014. - № 5. - С. 43.
55. Конторович, А. Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов. - Москва: Недра, 1975. - 679 с.
56. Конторович, В. А. Тектоника и история развития юго-восточных районов Западной-Сибири в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2002. - № 4. - С. 4.
57. Конторович, В. А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири / В. А. Конторович // Геология и геофизика т. 50. - 2009. - №4. - С. 461.
58. Конторович, В. А. Тектоника и нефтегазоносность центральной части Александровского свода / В. А. Конторович, Л. М. Калинина, В. В. Лапковский // Геология нефти и газа. - 2011. - № 5. - С. 119.
59. Коротков, С. Б. Новые прогнозно-поисковые модели для повышения эффективности геолого-геофизических работ на газ на больших глубинах: дис. ... канд. геол.-минер. наук: 25.00.12 / Коротков Сергей Борисович. - М., 2014. - 154 с.
60. Кос, И. М. Влияние литологических особенностей пород на процессы разведки и разработки юрских отложений Широкого Приобья / И. М. Кос, Е. П. Кропотова, Т. А. Коровина, Е. А. Романова, И. В. Федорцов // Нефтяное хозяйство. - 2004. - № 2. - С. 70.
61. Кремлёв, А. Н. Выявление, картирование и классификация трещиноватых коллекторов и активных разломов, контролирующих миграцию и концентрацию флюидов в осадочной толще, по сейсмическим и другим геофизическим данным / А. Н. Кремлёв, Е. Д. Глухманчук // Отчёт за 2004г Югорский научно-исследовательский институт информационных технологий. – 2005. – С. 6.
62. Кривобоков, Д. М. Восточный Уват: от геологоразведки к эксплуатации / Д. М. Кривобоков // Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 12. - С. 22.
63. Криночкин, В. Г. Дислокации орточехла центральной части среднеобского района Западной Сибири / В. Г. Криночкин // Вестник недропользователя. - 2003. - № 12. - С. 37.

64. Кузьменков, С. Г. Новые возможности повышения эффективности сейсмогеологических методов исследований при поисково-разведочных работах на нефть и газ в Среднем Приобье / С. Г. Кузьменков, Ю. В. Беручев, А. А. Копыльцов // Геология нефти и газа. - 2007. - № 6. - С. 18.
65. Кэри, У. С. В поисках закономерностей развития Земли и Вселенной. История догм в науках о Земле / У. С. Кэри. - Москва: Мир, 1991. - 447 с.
66. Лапинская, Т. А. Соотношения внутренней структуры фундамента и строения осадочного чехла платформенных нефтегазоносных провинций / Т. А. Лапинская, А. В. Постников // Геология нефти и газа. - 1996. - № 10. - С. 4.
67. Лесной, А. Н. Исследование влияния дизъюнктивных нарушений в юрских отложениях на строение залежей нефтяных месторождений Когалымского нефтегазоносного района: дис. ... канд. геол.-минер. наук: 25.00.12 / Лесной Александр Николаевич. - М, 2016. - 162 с.
68. Лесной А. Н. Учёт зонального изменения пород Ватьёганского месторождения при проведении ГТМ по результатам комплексных исследований / А. Н. Лесной, Ф. С. Салимов, Е. И. Бронскова, М. М. Вятчинин // Инженерная практика. - 2015. - № 10. - С. 30.
69. Лялин, А. В. Динамический анализ сейсмического волнового поля с целью выявления структурно-тектонических особенностей отложений доюрского комплекса (ОСГ А) и осадочного чехла (пласт ЮВ-1) на участках месторождений ТПП "Повхнефтегаз" (ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь) / А. В. Лялин, Ю. Ю. Тайменова, О. Е. Лялина, Ф. С. Салимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2014. - № 10. - С. 29.
70. Малкин, Б. В. Геоморфологические признаки пластичных разрывов литосферы / Б. В. Малкин // Геоморфология. - 1983. - № 2. - С. 74.
71. Мельник, И. А. Вторичная каолинизация песчаных пластов как признак тектонических нарушений осадочного чехла / И. А. Мельник // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2014. - № 9. - С. 22.
72. Милановский, Е. Е. Рифтовые зоны континентов/ Е. Е. Милановский. - Москва: Недра, 1975. - 279 с.
73. Мкртчян, О. М. Некоторые аспекты региональной геологической модели верхнеюрских отложений Западной Сибири / О. М. Мкртчян, А. И. Варушенко, С. В. Потемкина // Геология нефти и газа. - 2005. - № 1. - С. 30.
74. Назаров, И. В. Исследование и разработка информационно-программного комплекса дистанционного сопровождения постоянно действующих гидродинамических моделей нефтяных месторождений / И. В. Назаров, Е. Д. Глухманчук, А. В. Леонтьевский, М. Н. Назарова // Отчёт за 2006г Югорский научно-исследовательский институт информационных технологий. – 2007. – С. 23.

75. Насонова, Н. В. Палеотектонический анализ восточной части ХМАО / Н. В. Насонова, Л. Н. Иванова, Л. В. Лапина, С. В. Остапенко // Нефтяное хозяйство. - 2009. - № 12. - С. 64.
76. Насонова, Н. В. Геодинамический контроль нефтегазоносности сдвиговыми дислокациями на востоке Западной Сибири / Н. В. Насонова, М. А. Романчев // Геология нефти и газа. - 2011. - № 4. - С. 8.
77. Недоливко, Н. М. Роль дизъюнктивной тектоники в формировании пустотного пространства в коллекторах пласта Ю13 Западно-Моисеевского участка двуреченского нефтяного месторождения (Томская область) / Н. М. Недоливко, А. В. Ежова, Т. Г. Перевертайло, Е. Д. Полумогина // Известия Томского политехнического университета. - 2005. - № 5. - С. 197.
78. Нежданов, А. А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных / А. А. Нежданов. - Тюмень: ТюмГНТУ, 2000. - 131 с.
79. Нежданов, А. А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ: автореф. дис. ... док. геол.-минер. наук: 25.00.12 / Нежданов Алексей Алексеевич. - Т., 2004. - 44 с.
80. Нестеров, И. И. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в Земной коре / И. И. Нестеров, В. В. Потеряева, Ф. К. Салманов. - Москва: Недра, 1975. - 278 с.
81. Никонов, В. Ф. Геодинамика фундамента и закономерности распространения нефти и газа на месторождениях Западной Сибири / В. Ф. Никонов // Нефтяное хозяйство. - 2006. - № 2. - С. 48.
82. Оловянный, А. Г. Механика горных пород / А. Г. Оловянный. - Санкт-Петербург: РАН, 2012. - 280 с.
83. Орре, В. Обнаружение мелких разломов и трещин с помощью сейсмических данных / В. Орре, Д. Астрати, Т. Нассер и др. // Нефтегазовое обозрение. - 2012. - № 2. - С. 36.
84. Парфёнов, А. С. Некоторые особенности юрских и меловых отложений Повховского месторождения / А. С. Парфёнов, А. Н. Доброскоков // Академический журнал Западной Сибири. - 2015. - №6. - С. 32.
85. Паськова, Л. В. Геологические особенности формирования горизонта ЮВ1 восточной части Бахилковского месторождения и их влияние на процесс разработки / Л. В. Паськова, А. О. Гордеев, Т. П. Кураш // Нефтяное хозяйство. - 2010. - № 4. - С. 54.
86. Пенягин, Н. В. Особенности корреляции верхнеюрских продуктивных отложений на территории Бахилковского Мегавала (Западная Сибирь) / Н. В. Пенягин, Д. Н. Жестов // Вестник недропользователя ХМАО. - 2011. - № 22. - режим доступа: <http://oilnews.ru>.
87. Пестова, Л. Е. Новейшие деформации Красноленинского свода в связи с прогнозом трещинно-кавернозных коллекторов в доюрском и верхнеюрском комплексах пород / Л. Е.

- Пестова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2010. - № 10. - С. 11.
88. Пинус, О. В. Условия осадконакопления песчаных пластов Ю1 в центральных и юго-восточных районах Западной Сибири / О. В. Пинус, М. И. Куренко, Ю. В. Шульев, А. В. Билинчук // Геология нефти и газа. - 2008. - № 2. - С. 34.
89. Попов, И. П. Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений / И. П. Попов, А. А. Томилов, Р. В. Авершин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2014. - № 3. - С. 51.
90. Предтеченская, Е. А.. Катагенетические и гидрохимические аномалии в нижне-среднеюрских нефтегазоносных отложениях Западной Сибири как индикаторы флюидодинамических процессов в зонах дизъюнктивных нарушений / Е. А. Предтеченская, О. В. Шиганова, А. С. Фомичёв // Литосфера. - 2009. - № 6. - С. 54.
91. Предтеченская Е. А. Влияние разрывных нарушений на температурный режим и катагенетические преобразования мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты [Электронный ресурс] / Е. А. Предтеченская, А. С. Фомичев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2011. - № 1. - Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/2_2011.pdf.
92. Романчев, М. А. Предварительные результаты комплексного решения задач разработки юрских отложений месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти / М. А. Романчев, Д. Г. Черных, А. И. Кириллов // Нефтяное хозяйство. - 2013. - № 10. - С. 66.
93. Савенко, В. А. Палеогеография и палеогеоморфология верхнеюрских и неокомских толщ в шаимском НГР и прилегающих районах Западной Сибири / В. А. Савенко // Литосфера. - 2011. - № 1. - С. 46.
94. Салимов, Ф. С. Выбор наиболее оптимального направления бурения горизонтальных стволов скважин для проведения ГРП с максимальным эффектом / Ф. С. Салимов, Л. В. Мульякаева // Нефтегазовая вертикаль. - 2012. - № 11. - С. 66.
95. Салимов, Ф. С. Разломно-блоковая тектоника и её влияние на строение юрского осадочного чехла, разработку залежей нефти (на примере пласта ЮВ-1 Ватьеганской залежи) / Ф. С. Салимов, Э. А. Лозанович, Ю. А. Котенев // Нефтепромысловое дело. - 2014. - №3. - С. 9.
96. Салимов, Ф. С., Лялин, А. В., Котенев, Ю. А., Никифоров, В. В. Выявление зон повышенной трещиноватости и субвертикальной деструкции юрских отложений Повховского месторождения / Ф. С. Салимов, А. В. Лялин, Ю. А. Котенев, В. В. Никифоров // Экспозиция нефть газ. - 2016. - № 4. - С. 11.
97. Салимов, Ф. С. Особенности строения пласта ЮВ-1 Западно-Повховского участка, выявленные по данным динамического анализа сейсмического волнового поля [Электронный

ресурс] / Ф. С. Салимов // Нефтяная провинция. - 2015. - № 2. - С. 64. - режим доступа: <http://vko-raen.com>.

98. Салимов, Ф. С. Обоснование микроклиноформно-слоистого строения продуктивной части пласта ЮВ-1 юрского нефтегазоносного комплекса / Ф. С. Салимов // Нефтегазовое дело. - 2016. - № 3. - С. 38.

99. Салимов, Ф. С. Оценка возможности применения результатов динамического анализа 3Д сейсморазведки для определения насыщенности пород коллекторов / Ф. С. Салимов, А. В. Лялин, Ш. Х. Султанов // Экспозиция нефть газ. - 2016. - № 6. - С. 60.

100. Салимов, Ф. С. Особенности разработки залежей нефти, осложнённых тектоническими нарушениями / Ф. С. Салимов, Ю. А. Котенев, Ш. Х. Султанов, Ю. В. Зейгман, А. В. Лысенков, В. Ш. Мухаметшин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений - 2017. - № 4. - С. 25.

101. Способ разработки нефтяных месторождений: пат. 2556094 Рос. Федерация: МПК Е 21 В 43/20 / Салимов Ф. С. Заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». - № 2014105443/03; заявл. 13.02.2014; опубл. 10.07.2015, Бюл. № 19.

102. Сурков, В. С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, А. А. Трофимук. - Москва: Недра, 1986. - 149 с.

103. Тайменова, Ю. Ю. Применение динамического анализа волнового поля с целью выявления тектонической и геодинамической обстановки в нефтепродуктивных комплексах Повховского месторождения / Ю. Ю. Тайменова, А. В. Лялин // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. - 2014. - № 4. - С. 61.

104. Тимурзиев, А. И. Структурно - деформационные условия продуктивности скважин на месторождениях Западной Сибири, осложнённых сдвиговыми деформациями / А. И. Тимурзиев // Вестник ЦКР «Роснедра». - 2010. - № 5. - С. 47.

105. Тимурзиев, А. И. Особенности контроля продуктивности скважин на месторождениях Западной Сибири, осложнённых структурами горизонтального сдвига / А. И. Тимурзиев // Нефтяное хозяйство. - 2010. - № 10. - С. 76.

106. Тимурзиев, А. И. Состояние разработки месторождений Западной Сибири, осложнённых структурами горизонтального сдвига: история освоения и перспективы реанимации глазами геолога / А. И. Тимурзиев // Вестник ЦКР «Роснедра». - 2012. - № 1. - С. 36.

107. Тимурзиев, А. И. Структурно-тектоническая характеристика фундамента сдвиговых зон на примере Еты-Пуровского вала / А. И. Тимурзиев, Г. Н. Гогоненков // Геология нефти и газа. - 2007. - № 6. - С. 2.

108. Тяпкин, К. Ф. Изучение разломных структур геолого-геофизическими методами / К. Ф. Тяпкин, Т. Т. Кивелюк. - Москва: Недра, 1982. - 240 с.

109. Уткин, В. П. Сдвиговые дислокации и методика их изучения / В. П. Уткин. - Москва: Наука, 1980. – 148 с.
110. Ухлоva, Г. Строение верхнеюрских отложений северо-востока Западно-Сибирской плиты / Г. Ухлоva, С. Варламов, Б. Урасинов // Технологии ТЭК. - 2007. - № 5. - С. 10.
111. Филиппович, Ю. В. О приоритетной роли горизонтальных тектонических дислокаций в формировании и развитии мезозойско-кайнозойской Западно-Сибирской геосинеклизы / Ю. В. Филиппович // Материалы четвёртой международной научно-практической конференции "Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО". - Ханты-Мансийск, 2001. - С. 114.
112. Филиппович, Ю. В. Сдвиговая тектоника в районе Надым-Тазовского междуречья и методика прогноза нефтяных залежей: автореф. дис. ...канд. геол.-минер. наук: 25.00.01 / Филиппович Юрий Владиславович. - М., 2012. - 21 с.
113. Филиппович, Ю. В. Геодинамические особенности формирования и развития структур на Нежданой площади в связи с их нефтегазоносностью / Ю. В. Филиппович, И. В. Диденко // Вестник недропользователя. - 2003. - № 12. - С.19.
114. Хаин, В. Е. Тектоника континентов и океанов / В. Е. Хаин. - Москва: Научный мир, 2001. - 604 с.
115. Хаин, В. Е. Геотектоника с основами геодинамики / В. Е. Хаин, М. Г. Ломизе. - Москва: МГУ, 1995. - 559 с.
116. Хайруллин, А. А. Особенность применения нестационарного воздействия на объект ЮВ1 Повховского месторождения / А. А. Хайруллин, О. В. Ямщикова // Материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных «Новые технологии – нефтегазовому региону». – Тюмень: ТИУ, 2015. – С. 148.
117. Хромова, И. Ю. Миграция дуплексных волн - метод картирования трещиноватых зон тектонического генезиса / И. Ю. Хромова // Геология нефти и газа. - 2008. - № 3. - С. 37.
118. Чинаров, А. С. Влияние малой тектоники на добычные возможности скважин / А. С. Чинаров, Д. Е. Заграновская // Нефтяное хозяйство. - 2010. - № 12. - С. 20.
119. Чинаров, А. С. Ключевые аспекты геологии и разработки терригенных трещиновато-поровых коллекторов Западной Сибири / А. С. Чинаров, Д. Е. Заграновская, Р. А. Рыбаков // Нефтяное хозяйство. - 2012. - № 9. - С. 60.
120. Шахновский, И. М. Природа рассеянного в породах органического (углеродистого) вещества / И. М. Шахновский // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2004. - № 6. - С. 25.
121. Шурыгин, Б. Н. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б. Н. Шурыгин, Б. Л. Никитенко, В. П. Девятков и др. - Новосибирск: СО РАН, 2000. - 480 с.

122. Шустер, В. Л. Проблемы поиска и разведки скоплений нефти и газа в трещинно-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири / В. Л. Шустер, С. А. Пунанова, А. В. Самойлова // Геология нефти и газа. - 2011. - № 2. - С. 26.
123. Шпуров, И. В. Методика построения петрофизических моделей для юрских отложений на примере Хохряковского месторождения / И. В. Шпуров, А. С. Тимчук, И. М. Фёдоров, В. В. Хабаров // Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 1. - С. 22.
124. Штырляева, А. А. Региональная корреляция и реконструкция условий формирования продуктивных пластов Ю₁ и Ю₂ Надым-Пурской и Среднеобской НГО (Западно-Сибирский НГБ) / А. А. Штырляева // Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология. – 2016. - №2. – С. 40.
125. Юрченко, О. С. Тектонофизические исследования на основе данных МОГТ-3Д / О. С. Юрченко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2008. - № 12. - С. 32.