

Санкт-Петербургский государственный университет

Баженова Ирина Дмитриевна

Выпускная квалификационная работа

Изучение коллекторских свойств отложений тюменской свиты по данным сейсморазведки МОГТ 3Д на примере Приобского месторождения.

Уровень образования:

Направление 05.03.01 «*Геология*»

Научный руководитель:

Доцент кафедры геофизики, кандидат геолого-минералогических наук

Буторин Александр Васильевич

Рецензент:

Ольнева Татьяна Владимировна

Санкт-Петербург

2024

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	2
ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1. Геолого-геофизическая изученность (обзор литературы)	5
ГЛАВА 2. Тюменская свита.....	11
ГЛАВА 3. Приобское месторождение.....	14
ГЛАВА 4. Палеорусл.....	17
ГЛАВА 5. Технология eXchroma.....	19
ГЛАВА 6. Практическая часть.....	21
ГЛАВА 7. Морфометрический анализ.....	29
ГЛАВА 8. Практический пример.....	33
ГЛАВА 9. Корреляция скважинных данных	37
Заключение	45
Литература	46

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы.

Тюменская свита по возрасту датируется юрой и находится на территории Западной Сибири. Из-за сложно построенных систем, залежи этих отложений относятся к трудноизвлекаемым запасам нефти и газа.

Интерес представляет то, что залежи Тюменской свиты выработаны всего на 5%, то есть до сих пор остаются недоосвоенными (Федорова, Кирзелёва и др., 2016). Причиной такой небольшой выработки является сложная структура разреза рассматриваемой свиты, из чего вытекают неверно построенные геологические модели и, следовательно, пробуренные непродуктивные скважины, за некоторым исключением. Так, например, на Песчаном месторождении стартовые дебиты из пластов Ю2-3 и Ю4 эксплуатационных скважин дали положительный результат и достигли 30-72 м³/сут (Федорова, Кирзелёва и др., 2016).

Из-за постоянных смен обстановок осадконакопления, трансгрессий и регрессий, сформировалась толща переслаивающихся пород, которые имеют контрастный диапазон эффективной мощности, пористости, проницаемости и других характеристик, что значительно усложняет, поиск коллекторов. На основании седиментологического описания керна доказано, что ряд скважин вскрывают русловые отложения, из которых как раз таки получают максимальные дебиты нефти.

По этой причине несмотря на имеющийся большой объем информации и огромного количества работ, геологические модели залежей Тюменской свиты все еще создаются с ошибками и упрощениями, так как русловые отложения очень усложняют структуру толщ и требуют не классических подходов и к созданию моделей, и к системам разработки.

Актуальность изучения тюменской свиты обоснована тем, что на настоящий момент наблюдается падение добычи нефти из нижнемеловых и верхнеюрских коллекторов. Вследствие этого появляется необходимость в поиске новых эффективных нефтегазоносных пластов.

Целью работы является прогноз коллекторов на основании комплексирования скважиной и сейсмической информации. Для выполнения этой цели решались следующие задачи:

1. Обзор информации о коллекторах тюменской свиты.
2. Сбор геолого-геофизических данных по Приобскому м-ю.
3. Анализ имеющейся скважинной информации (чем представлен коллектор, к каким фациальным обстановкам приурочен).
4. Интерпретация имеющихся сейсмических данных.
5. Совместный анализ скважин и результатов интерпретации сейсмических данных.

Фактический материал предоставлен научно-технологическим центром ПАО Газпром нефть.

ГЛАВА 1. Геолого-геофизическая изученность (обзор литературы)

Территория Приобского месторождения имеет ряд локальных структур, которые изучались на протяжении долгого времени по различным проектам поисково-разведочных работ. На территории месторождения находятся два лицензионных участка: на севере – ОАО “НК Роснефть”, на юге – ООО “Газпромнефть”. Южный лицензионный блок находится в пределах Среднеобской и Фроловской нефтегазоносных областей, характеризующихся высокими плотностями потенциальных запасов углеводородов. Поисково-разведочные работы в Приобье начались в 1947 году и продолжаются в настоящее время. Сначала они проводились в целях изучения территории для определения геологического строения до 1957 года. За это время выполнялись съемки различных масштабов и методик: геолого-геофизическая съемка масштабов 1:100 000, 1:200 000; гравиметрическая съемка масштабов 1:100 000, 1:200 000; аэромагнитная съемка масштабов 1:100 000, 1:200 000, 1:50 000. В результате этих съемок было определено геологическое строение участка и закартировано несколько тектонических элементов, что дало первичное представление о исследуемой территории. Территория исследований охватывает западный и восточный склоны ХантыМансийской синеклизы, которые осложняют Самаровская, Северо-Фроловская, Высокоостровная, Малофроловская, Восточно-Фроловская, Фроловская, Новофроловская, Дарьинская, Ельковская, Восточно-Дарьинская, Западно-Добринская, Нижнедарьинская, Восточно-Кондинская, Верхнешапшинская локальные структуры.

Разведочное бурение на территории южной лицензионной территории производилось во время Правдинской и Назымской экспедиций. База Правдинской экспедиции находится в г. Горноправдинск, расположенном на р. Иртыш к юго-западу от южной лицензионной территории, а база Назымской экспедиции - в г. Ханты-Мансийск. В настоящее время буровые работы и разработку месторождения ведет ООО «Газпромнефть-Хантос».

Огромную роль в развитии геологических работ в Западной Сибири сыграла Баженовская свита. В ее отложениях находятся залежи 60 % всей добываемой нефти в России, дебиты в отдельных скважинах составляют до 1000 м³ /сут (пласт Ю0-1965 г.). Впервые свита была обнаружена в 1950-х годах близ села Баженово в Омской области, после чего получила мировую известность. Основным интерес на этой территории теперь вызывал баженовский горизонт.

К 1970 году открыты следующие известные месторождения: Правдинское, Салымское, Усть-Балыкское, Южно-Балыкское, Солкинское и др. Была установлена

нефтегазоносность тюменской, баженовской свит, ачимовской толщи, валанжинских (БС10-7), готерив-барремских (БС6-4, АС10-11) и сеноманских отложений.

В период 1978-1979 гг. детальными сейсморазведочными работами МОВ ОГТ 2D была закартирована структура Приобья. В начале реализации проекта поискового бурения на территории Приобья из скважины 151 получены непромышленные притоки нефти из горизонтов ЮС0 (верхняя юра), ЮС2-4 (средняя юра, Тюменская свита) и АС11 (нижний мел). Ранее структура считалась малоперспективной.

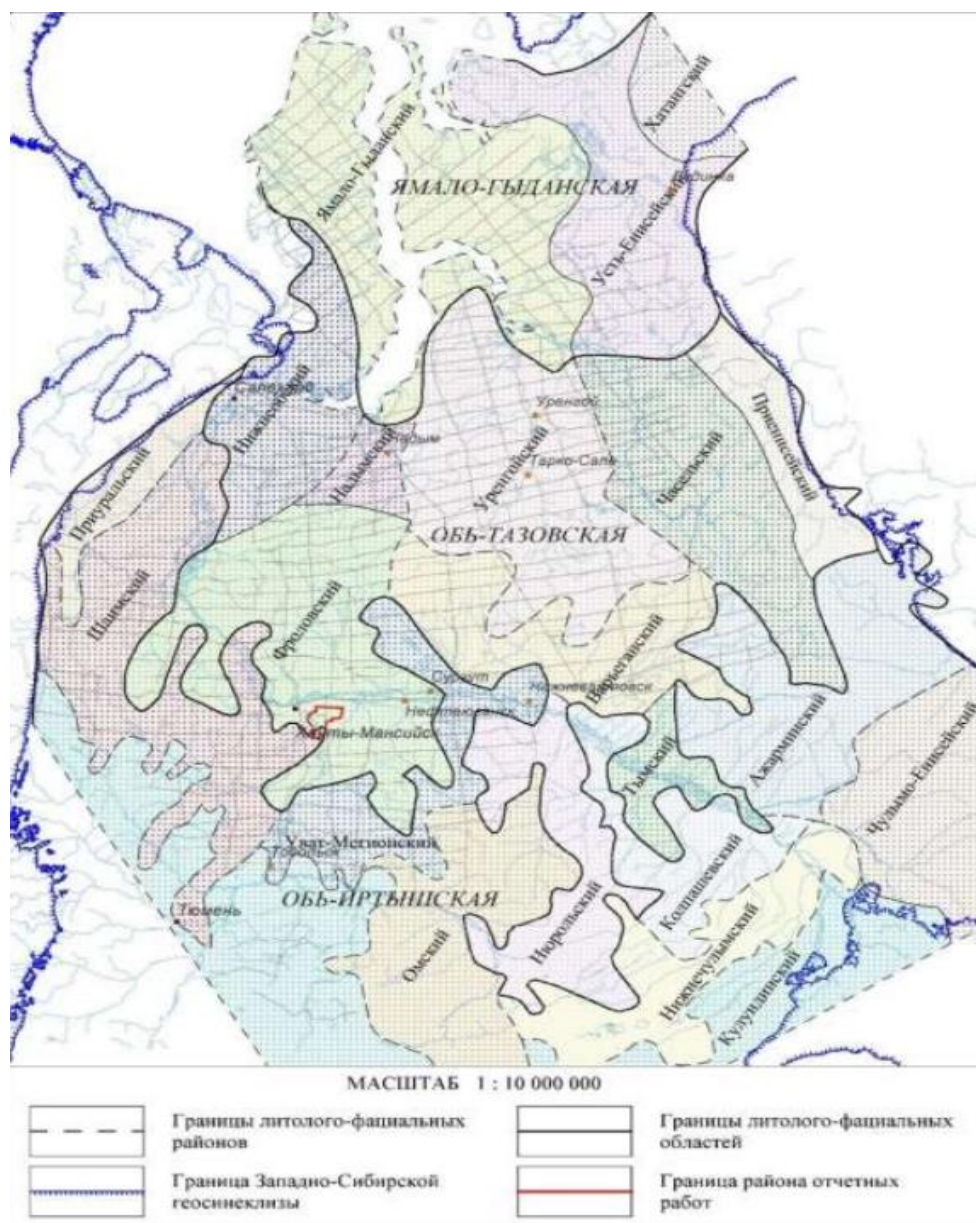


Рисунок 1 Схема фациального районирования нижней и средней юры

После положительного результата испытаний готерив-баремских пластов группы АС10-12 в скважине 175 был получен приток нефти из пласта АС10, что стало стимулом для детальных и масштабных сейсморазведочных работ и бурения большого количества скважин в Ханты-Мансийской синеклизе. Последующие скважины подтвердили

перспективность участка и нефтегазоносности нижнемеловых отложений в этом регионе.

В 1986 году была составлена региональная схема распространения продуктивных горизонтов в Сургутском и ХантыМансийском районах (Игошкин В.П., Пасечник В.И.). В результате проведенных исследований и комплексной интерпретации сейсморазведочных данных и информации бурения была сформирована модель строения неокомского комплекса, произведен анализ типов его клиноформ, а также были выделены и описаны этапы их формирования.

По сейсморазведочным данным было выявлено, что во Фроловской нефтегазоносной области находится гигантское нефтяное месторождение, главной особенностью которого была приуроченность залежей к сложноструктурным клиноформным телам.

В 89-90 годы были проведены новые исследования, которые учитывали предыдущие сейсморазведочные (МОГТ 2D) и скважинные работы. В результате было доказано, что в клиноформном комплексе нижнего мела выделяется несколько самостоятельных циклов формирования окраины шельфа. Эти циклы представлены пластами: АС9, АС10, АС11, АС12. В пределах каждого цикла локализуются шельфовая зона осадконакопления, переходная зона (окраина шельфа), склон и далее вниз по склону фондоформная зона. Были подтверждены закономерности распределения более грубозернистого материала в областях наиболее интенсивного наращивания окраины шельфа. Результаты этих исследований были сведены в отчете ТП 102/89-91, где были описаны выявленные закономерности распределения коллекторов в разрезе. Особенность строения пластов в шельфовой зоне – полосчатые вытянутые вдоль бровки шельфа линзы хорошо отсортированного песчаного материала. В клиноформе - моноклиналино погружающиеся с востока на запад в области сноса песчаного материала конуса выноса с резкой изменчивостью коллекторских свойств.

С 1985 года по всей территории производятся профильные работы МОВ ОГТ с многократными системами наблюдений, с плотностью наблюдений 1-1.5 км на 1 км². По отчетным данным (СП 20/85-86, 70/85-86, 12,85/87-88, 12,13/88-89, 12,13/88- 89, 88/89-90) были уточнены Самаровская, Северо-Фроловская, Высокоостровная, Мало-Фроловская, Восточно-Фроловская, Фроловская, Новофроловская, Дарьинская, Ельковская, Восточно-Дарьинская, Западно-Добринская, Нижне-Дарьинская, ВосточноКондинская, Верхне-Шапшинская и другие локальные структуры.

В 1986-1987 гг. в Западной Сибири начинают применять методику детальных сейсмических работ МОГТ 3D, которая позволяет получить данные о пространственном

распределении параметров сейсмического волнового поля. В пойменной части р. Обь, в районе разведочных скважин ПГО «Хантымансийскнефтегеофизика» и ЗапСибНИИГеофизика производят полевую съемку двух кубов 3D.

В 1994-1995 гг. ДАООТ "Тюменнефтегеофизика" произвела съемку третьего куба сейсморазведки 3D в другом районе разведочных скважин. Результаты интерпретации данных съемок 3D привели к подтверждению прогноза о сложном пространственном распространении коллекторов в клиноформах циклов АС10-12. В комплексе со скважинными данными получилось детализировать геологическую модель продуктивной части разреза месторождения и каждого продуктивного пласта по отдельности. Бурение на этой территории осуществлялось прерывисто. Основной объем бурения осуществлялся силами Правдинской и Назымской экспедициями, входящими в состав ГГП «Хантымансийскнефтегазгеология».

Для проведения поисково-разведочных работ в 1987 году был составлен проект доосвоения залежей нефти Приобского месторождения. В 1988 году были рассмотрены и утверждены запасы нефти по северному участку Приобского месторождения (Протокол № 10581 от 27 декабря 1988 г.). С 1987 года резко возрастает объем поисково-разведочных работ на юге. В 1987 году были пробурены 4 скважины: 276R, 275R и 287R на Приобской; 53R на Восточно-Фроловской площади, которые подтвердили предположение о наличии залежей в неокомских отложениях в пределах Восточно-Фроловской области. Данные бурения подтвердили сложную литологическую структуру неокомских отложений, литологическую неоднородность, развитие на площади изолированных песчано-алевролитовых объектов, к которым приурочены залежи нефти. Был сделан вывод, что пласты горизонта АС (АС10.2 и АС11.2) субмеридиональные и имеют ширину около 10 км. Их восточная граница проходит между скважинами 52R и 51R, западная – между скважинами 50R и 51R.

1989 год – открытие Восточно-Фроловского месторождения с установленной продуктивностью горизонта АС10-12. Пласты горизонта по геологическому строению и характеру залегания являются аналогом горизонта АС11-12 Приобского месторождения. Была детализирована глинистая граница горизонта АС11-12, принятая ранее по середине расстояния между скважинами 53R и 1R_FR. На Восточно-Эргинском месторождении в 1989 году пробурен ряд скважин по меридиональному профилю, что доказало субмеридиональное простиранье горизонта АС11-12. Пласты горизонта плохо коррелируются из-за их линзовидности. Установлены низкие фильтрационные свойства коллекторов по ГИС и испытанию. Работы велись от изученного северного участка Приобского месторождения в южном направлении и от Фроловского и Эргинского

месторождений в восточном и северо-восточном направлениях. В итоге было установлено, что все выявленные залежи - единая зона нефтеносности горизонта (АС10.1-АС11.2).

В 1990-1992 гг. увеличивалось количество работ, связанных с разведкой на южной лицензионном участке. За это время пробурены 43 поисково-разведочные скважины: на Приобской площади пробурено 15 скважин, на Фроловской – 2, на Восточно-Фроловской – 10, на Восточно-Эргинской – 11, на Эргинской – 4 и на Среднешапшинской – 1. Поисковые скважины 42R и 48R закладывались на юго-западе территории на удаленном расстоянии от района пробуренных скважин с целью поиска залежей в нижнемеловых и юрских отложениях и их оконтуривания. Задачи этих скважин: установление развития коллекторов неокомского клиноформного комплекса, поиск литологических ловушек в неокомских отложениях, изучение геологического строения, корреляция с залежами соседних месторождений, определение фильтрационно-емкостных свойств пород, определение характеристик и свойств флюидов. Эта информация необходима для подсчета запасов углеводородов и проверки сейсморазведочных данных. В результате подтвердилось существование единой зоны нефтеносности, распространяющейся с севера Приобского месторождения на юг и объединяющей в себя Фроловскую, Восточно-Фроловскую, Восточно-Эргинскую территории. Поиск залежей в этот период происходило довольно успешно. По результатам бурения была установлена значительная фациальная изменчивость пород, сложные формы ловушек.

С 1989 по 1992 гг. были получены следующие результаты:

1. Были вскрыты палеозойские породы скважинами 48R, 77R (глубиной 3234 и 3245 м). В результате испытания пород палеозоя и низов тюменской свиты в скважине 77R притока не получено.

2. Установлена продуктивность горизонта ЮС2-4 в результате его опробования в скважине 77R (получен приток нефти дебитом 1.2 м³ /сут).

3. Залежи продуктивных горизонтов АС11-12 по результатам бурения скважины 444 объединились с залежами Верхнешапшинского месторождения.

В 1993-94 гг. разведочные работы на южном лицензионном участке вступили в завершающую стадию. На участке пробурено 6 скважин: 4 – на Приобской и 2 – на Верхнешапшинской площадях. Изучался, в основном, восточный район участка, примыкающий к Верхнешапшинскому и Приразломному месторождениям.

К 1995 году завершились поисково-разведочные работы, в результате которых было установлено, что Приобская, Фроловская, Восточно-Фроловская, Эргинская,

Восточно-Эргинская, Верхнешапшинская территории являются частью Приобской зоны. Этаж нефтегазоносности охватывает нижнемеловые и юрские отложения и составляет около 600 м. Выявлены залежи промышленного значения в пластах АС8.1, АС9.1, АС9.2, АС10.0, АС10.1, АС10.2, АС11.0, АС11.1, АС11.2, ЮС0, ЮС2-3.

С 2020 г. были получены следующие результаты:

1. Скважина 618РО глубиной 3110 м вскрыла палеозойские отложения, была установлена продуктивность горизонта ЮС6-7, в результате его опробования получен приток нефти дебитом 5,04 м³/сут.

2. Скважина 622R глубиной 3245 м вскрыла отложения тюменской свиты, установлена продуктивность горизонта ЮС6, в результате его испытания после ГРП получен приток нефти дебитом 1,5 тн/сут с обводненностью 84,5%.

Всего на южном лицензионном участке пробурено 93 поисковых и разведочных скважин, из которых: 19 поисковых. Общий метраж – 268729 м.

ГЛАВА 2. Тюменская свита.

Тюменская свита (J2tm) аален-байос-келловейского возраста распространена повсеместно, представлена ритмичным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Мощность изменяется от 1 м до 196 м по скважинным данным. Согласно залегает на шеркалинской свите, а на выступах фундамента несогласно перекрывает предыдущие отложения. В центральных районах Западной Сибири выявлено 6 генетических комплексов: аллювиальный, озерный, дельтовый, прибрежно-континентальный, прибрежно-морской и мелководный морской. Свита формировалась в теплом умеренно-влажном климате.

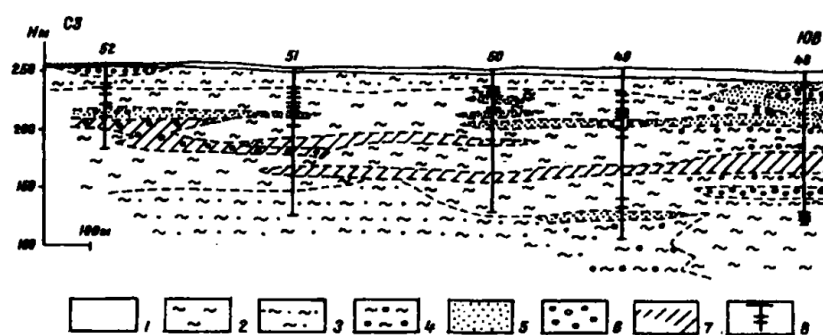


Рисунок 2 Разрез юрских отложений у поселка Караган. Условные обозначения: 1 – пойменный аллювий, 2 – глина углистая, 3 – глина песчанистая, 4 – глина с галечником и гравием, 5 – песок разнозернистый, 6 – галечник, 7 – зоны цементации кремнисто-карбонатно-железистым материалом, 8 – пересечения скважинами угольных пластов

Тюменская свита делится на три подсвиты.

Нижняя подсвита формировалась с позднего аалена (определен по пыльце и спорам) до раннего байоса, распространена в прогибах и на окраинах поднятий и сложена переслаиванием песчаников (крупно-, средне- и мелкозернистых), алевролитов, аргиллитов с редкими пластами углей, в ее составе выделяют пласты Ю7- Ю9. Песчаники и алевролиты буровато-серые, с хорошо выраженной косою слоистостью, присутствуют включения неокатанных обломков аргиллитов и галек различных пород. Аргиллиты серые, алевролиты включают в себя множество линз алевролитов. Породы слоистые, плотные, средней крепости. Присутствуют растительные органические остатки. Мощность составляет до 70 м. Подсвита выклинивается в направлении к выступам доюрского комплекса.

Средняя подсвита продолжала формироваться в байосе и представлена неравномерным чередованием аргиллитов, углей и алевролитов с пластами средне- и

мелкозернистых песчаников. Аргиллиты темно-серые, алевроитистые с линзами алевролитов, присутствует большое количество углистого детрита. Песчаники и алевролиты буровато-серые, полимиктового состава, хорошо отсортированные, с косой и линзовидно-волнистой, реже горизонтальной слоистостью. В нижней части подсвиты преобладают глинистые породы с прослоями песчаных алевролитов, характеризующихся прерывистым линзовидным строением. Мощность составляет до 100 м, в составе выделяют пласты Ю5-Ю6.

Верхнетюменская подсвита имеет возраст с батского по келловейский ярусов, представлена переслаиванием песчаников светло-серых неравномернозернистых, алевролитов и темно-серых аргиллитов. В подошве подсвиты преобладают песчано-алевролитовые породы. В средней части содержание глинистых пород увеличивается, а песчаных уменьшаются. Далее переслаивание пород становится более ритмичным и наблюдается незначительное увеличение мощности линз и прослоев песчаников, наблюдаются следы оползания и смятия осадков. Песчаники и алевролиты плотные, светло-серые с обильными включениями углистого детрита на плоскостях напластования. Аргиллиты серые и темно-серые, часто алевроитистые, плотные, слюдистые, иногда карбонатные. Мощность подсвиты достигает 90 м, в ее составе выделяют песчаные пласты Ю2-Ю4. Во время формирования верхней подсвиты условия седиментации изменялись от субконтинентальных (пласты Ю7-Ю9) к прибрежно-морским (пласты Ю2-Ю4). В мальшевское время региональное погружение было компенсировано накоплением осадков после ингрессий моря в байосское и батское время, в предыдущую эпоху. К кровле отложений тюменской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт Т.

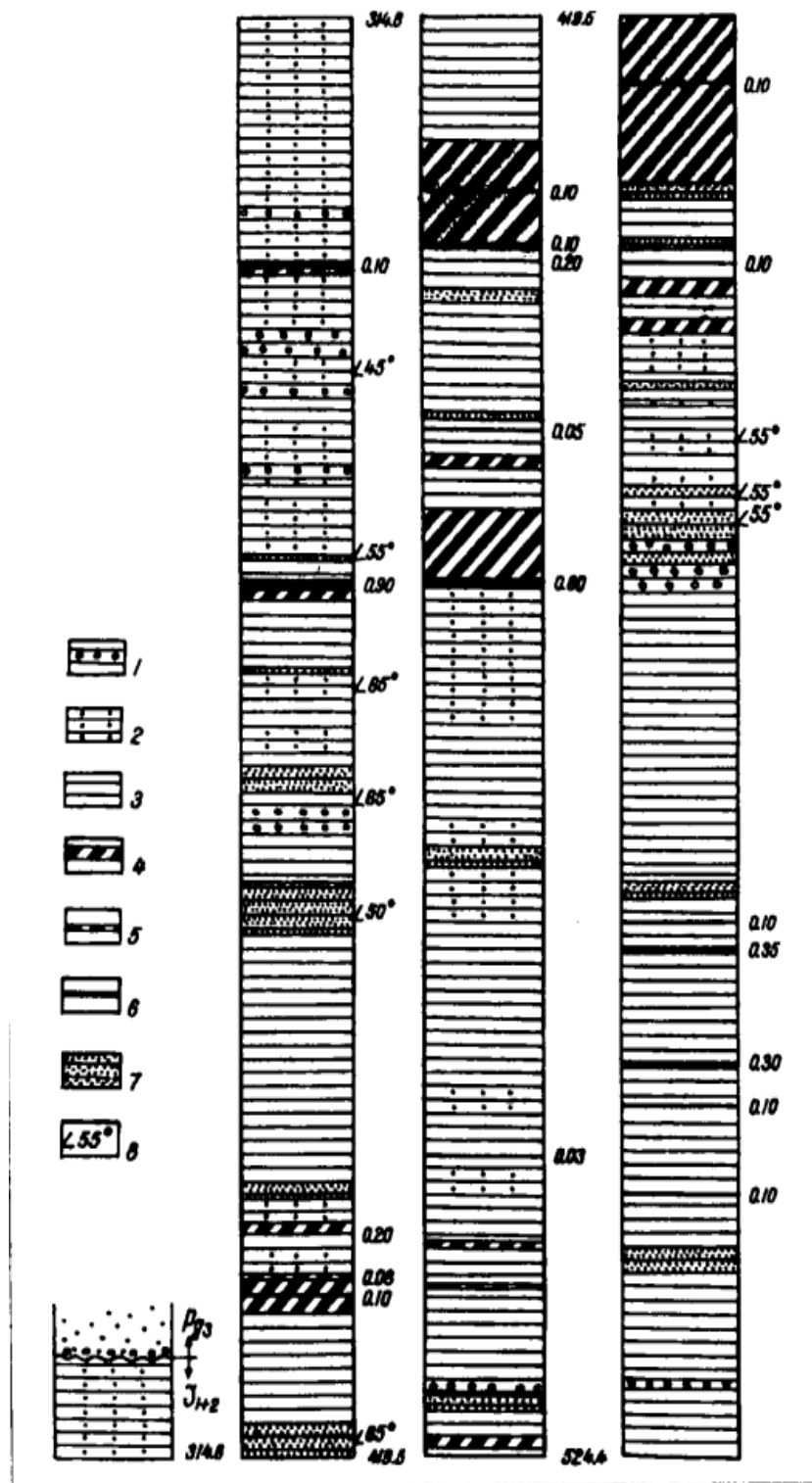


Рисунок 3 Пример разреза скважины. Условные обозначения: 1 – конгломерат, 2 – алевролит, 3 – аргиллит, 4 – алевролит углистый, 5 – уголь, 6 – аргиллит углистый, 7 – песчаник, 8 – угол слоя с осью скважины

ГЛАВА 3. Приобское месторождение.

Приобское месторождение — гигантское нефтяное месторождение, которое расположено в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре, рядом с селом Селиярово. Меторождение было открыто в 1982 году. Оно разделено рекой Обь на правый и левый берега. Освоение левого берега началось в 1988 году, правого — в 1999 году.

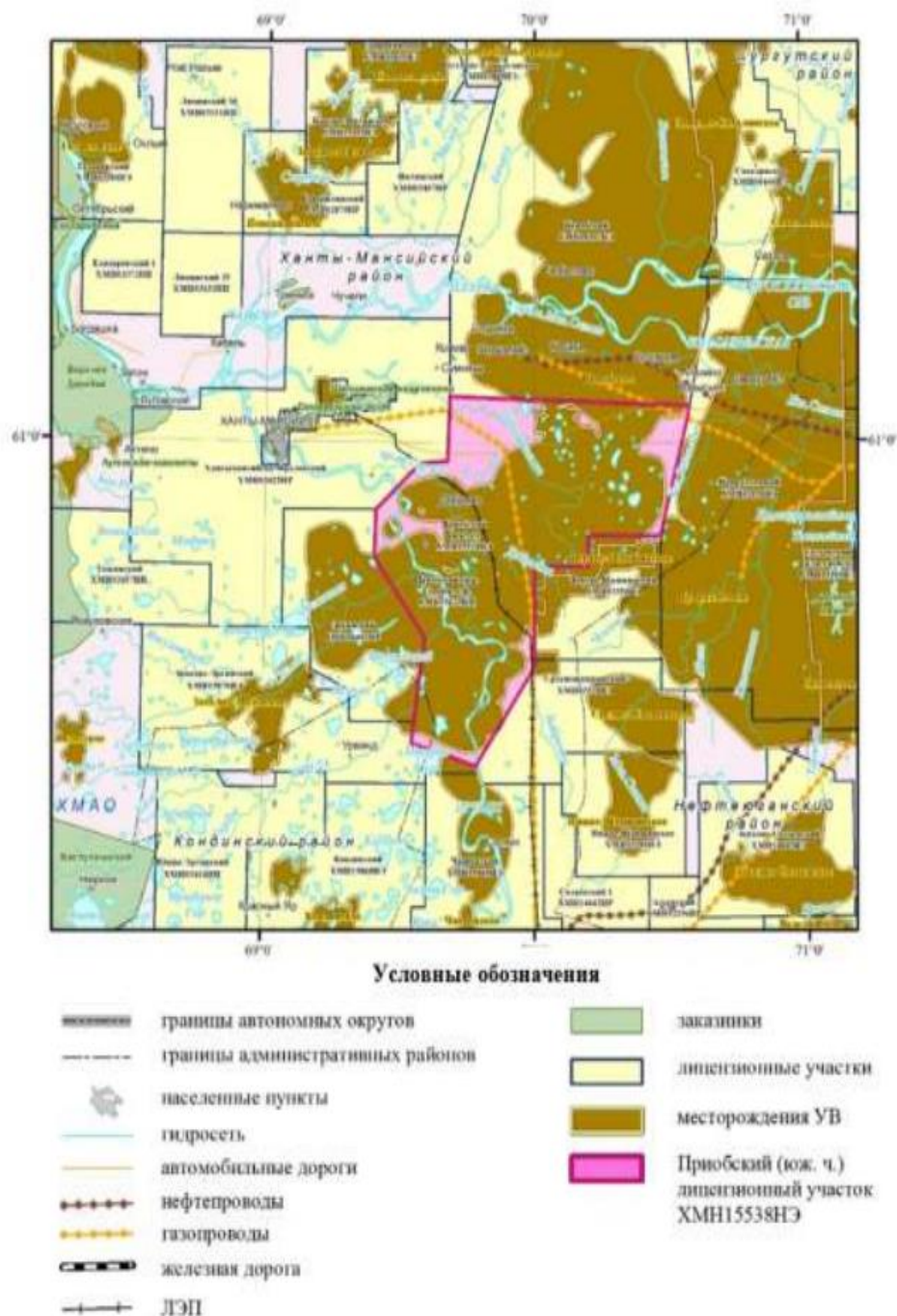


Рисунок 4 Обзорная карта района работ

Геологические запасы оцениваются в 5 млрд тонн. Извлекаемые запасы Приобского месторождения - 578 млн. тонн нефти, газа - 37 млрд. кубометров.

Территория месторождения представляет собой по отражающему горизонту кровли Баженовской свиты моноклиналильные, асимметричные складки, погружающиеся с запада на восток с амплитудой опускания от 2720 м до 2920 м и осложненные локальными поднятиями (Селияровское, Светлое, Западно-Сахалинское, Крестовое, Западно-Горшковское, Восточно-Селияровское, Южно-Горшковское, Горшковское). По отражающему горизонту кровли Баженовской свиты локальные поднятия имеют размеры от 3х3 км до 16х7 км, амплитуду от 25 до 75 м.

Месторождение приурочено к Фроловской нефтегазоносной области, Приобского нефтегазоносного района Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Нефтеносность месторождения связана с неокомскими и среднеюрскими отложениями, охватывающими значительные по толщине отложения осадочного чехла, от среднеюрского до аптского возраста и составляет более 2,5 км. Все залежи являются литологическими или структурно-литологическими и относятся к категории сложнопостроенных, что обусловлено особенностями формирования песчаных тел, к которым они приурочены. Непромышленные притоки нефти и керн с признаками углеводородов получены из отложений тюменской (пласты Ю1 и Ю2) и баженовской (пласт Ю0) свит. Промышленная нефтеносность установлена в неокомских пластах группы АС, где сосредоточено 90 % разведанных запасов. Основные продуктивные пласты заключены между пимской и быстринской пачками глин (рис.2). Залежи приурочены к линзовидным песчаным телам, сформировавшихся в шельфовых и клиноформных отложениях неокома. Отсутствие пластовой воды при многочисленных испытаниях в продуктивной части разреза, доказывает, что залежи нефти, связанные с пластами этих пачек, представляют собой замкнутые линзовидные тела. Данные тела полностью заполнены нефтью, а контуры залежей для каждого песчаного пласта определяются границами его распространения. Исключение составляет пласт АС7, где получены притоки пластовой воды из песчаных линз.

Эффективные нефтенасыщенные толщин варьируют в широких пределах от десятков сантиметров до десятков метров, в среднем по залежи составляя 13 м. На площади отмечается две области развития максимальных нефтенасыщенных толщ: в зоне сочленения южной части правобережного эксплуатационного участка и острова и в зоне эксплуатационного участка в левобережной части площади.

Таблица 1. Основные геолого-физические характеристики Приобского месторождения.

Характеристика	Значение
Глубина залегания продуктивных пластов	2,4-2,6 км
Пластовая температура	88-90С
Проницаемость коллекторов	Низкая
Нефть	Нафтенового ряда, малосмолистая, парафинистая
Вязкость пластовой нефти	1,4-1,6 мПа*с

Приобское месторождение является труднодоступным и удаленным. Почти 80% его территории находится в пойме Оби, что усложняет процесс его освоения: часто подвергается затоплению из-за таяния снега и обильных дождей. С Обью, ее притоками и палеоруслами рек также связано сложное геологическое строение толщ. Коллектора имеют низкую проницаемость и низкую песчанность.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Приобского месторождения указывает на то, что его освоение невозможно без особого подхода к обработке и тщательного изучения особенностей рассматриваемого объекта.

ГЛАВА 4. Палеорула.

Коллекторы нефтегазоносного среднеюрского комплекса фациально не выдержаны и отличаются резкой литологической изменчивостью. Это связано с тем, что Тюменская свита осложнена системой палеоканалов. Для речных систем характерно многообразие фаций при незначительной мощности геологических тел. Разность фаций обусловлена развитием речной долины и выносом разных минералов из стержневой зоны на отмель и пойму в неодинаковом количестве. Руслу постоянно трансформируются, претерпевают различные изменения из-за эрозии, аккумуляции, переноса и уплотнения с глубиной минералов в зависимости от их размеров, плотности, прочности и так далее. Из-за этого на сейсмограмме объект может не проявляться, что затрудняет интерпретацию. Следовательно, картирование рек является необходимой частью во время обработки для верной трактовки полученных данных.

С помощью верной оцифровки рек мы можем построить более реалистичную концептуальную модель и обосновать геометрические параметры резервуара углеводородов для оценки ресурсов.

Основная идея реализуемого подхода заключается в расчете мощности аллювиальных отложений через морфометрические параметры синусоидальности, оцифрованные по информативным сейсмическим изображениям, и диагностике морфогенетических типов палеоканалов (Ольнева и др., 2022).

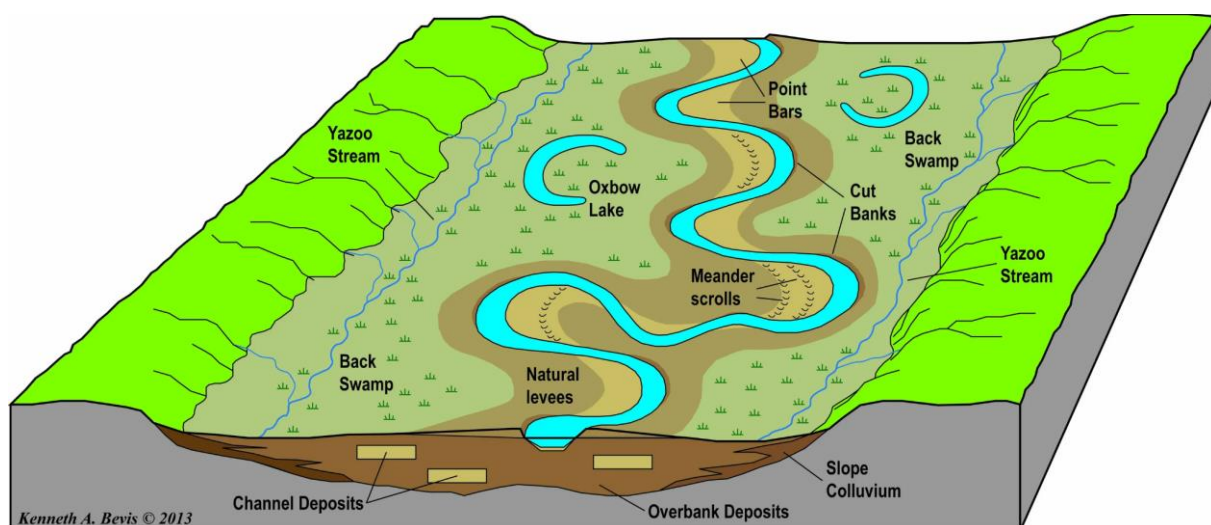
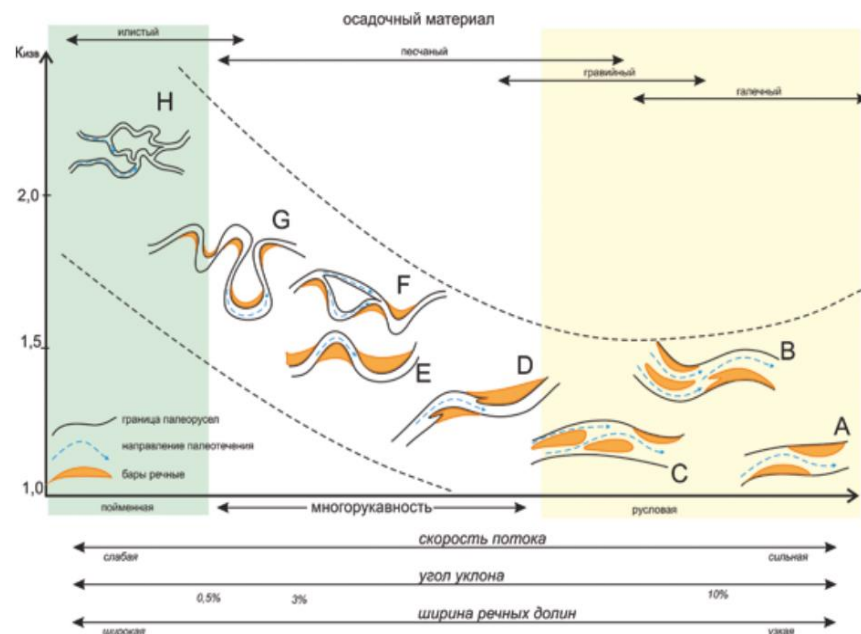


Рисунок 5 Схематичное строение речной долины

При классификации палеорек можно использовать метод актуализма, то есть учитывать факторы и условия развития и распространения и особенности современных рек, чтоб определить развитие палеоканалов (Ольнева Т. В., Жуковская Е.А. и др., 2022).

В этой работе используется классификация, где выделяется четыре типа рек (Miall, 1977; Rust, 1978) [Ольнева Т.В., Жуковская Е.А., 2016]: с одиночным руслом – спрямленные и меандрирующие реки, с многорукавным руслом – ветвящиеся (сплетенные или с блуждающими руслами) и анастомозирующие реки.



Условные обозначения: А – спрямленное ленточно-грядовое/побочное, В – ветвящееся побочное, С – ветвящееся осередковое, D – слабоизвилистое/спрямленное, E – меандрирование ограниченное, F – меандрирование прорванное/незавершенное, G – меандрирование свободное, H – анастомозирующее

Рисунок 6 Морфогенетические типы палеорусел (по Miall, 1977; Rust, 1978 с дополнениями Е. А. Жуковской) (Ольнева Т. В., Жуковская Е.А и др., 2022)

В остальных классификациях чаще всего используются одна-две характеристики, редко больше.

Так как мы имеем дело с палеоканалами, нам будет затруднительно определить расход воды, скорость течения и другие признаки, обычно определяемые у современных рек. Учитывая, что мы работаем с сейсмическими данными МОГТ 3D, в изучении и классификации палеорусел мы делаем упор на морфологию речной системы в плане. Используя это, мы можем определить возможное расположение различных элементов палеорусел (Ольнева Т. В., Жуковская Е.А и др., 2018).

ГЛАВА 5. Технология eXchroma.

При интерпретации сейсмических данных возникла проблема с определением палеоканалов. Они проявляются неконтрастно и фрагментарно, что затрудняет их выделение. На сейсмограммах изменения физических свойств горных пород отображают особенности геологического строения разреза. Вдоль палеоканалов будет хорошо прослеживаться отражающая граница, но лишь в коротком вертикальном интервале (из-за чего как раз таки и появляется фрагментарность объекта). При обычной визуализации сейсмических данных привычными способами (например, амплитудные срезы) структурные неоднородности в таком случае могут отображаться неточно.

Для решения этой проблемы мы будем использовать метод eXchroma, разработанный компанией Шлюмберже. EХchroma – хроматическая технология извлечения геологических объектов. Ее использование приводит к повышенной детальности данных в истинных цветах палетки RGB. EХchroma упрощает этап оценивания сейсмических данных 3D и позволяет определять геологические особенности разреза (Ольнева Т. В., Орешкова М.Ю., 2023). В программе Petrel этот метод переводит трехмерные сейсмические кубы в непрерывную цветовую пространственную область, в которой данные обрабатываются методами, которые похожи на обработку спутниковых снимков. Во время процесса появляются атрибуты, которые состоят из SRGB кубов (sharpened red-green-blue), структурных кубов и кубов амплитуд с усиленной резкостью (Бельшев Д. А., 2020). Применяя методику eXchroma, на выходе получают изображение, которое отображает геологические структуры, извлеченные из сейсмических кубов.

Куб структурных атрибутов может быть использован для извлечения структурных объектов как геологических тел, для повышения точности границ, которые перемещались во времени или по глубине, также на нем отлично прослеживаются линейные элементы рельефа.

SRGB куб может использоваться при структурной интерпретации и для создания структурных изображений.

Интерпретация геологических особенностей (разрывные нарушения, палеоруслы, рифовые постройки, соляные тела и др.) коррелируется с изменениями свойств горных пород (скорость распространения упругих волн, акустический импеданс), поэтому часто геологические объекты отображаются как отражающие границы. В отличие от

палеоканала, вдоль нарушения типа сброса высокая степень корреляции будет наблюдаться в вертикальном направлении, но в перпендикулярной плоскости разлома степень корреляции будет низкой. Атрибуты eXchroma — метод, подчеркивающий степень корреляции амплитудных неоднородностей в сейсмических данных.

Обычно важные геологические объекты на сейсмограммах определяются сменой сейсмических свойств.

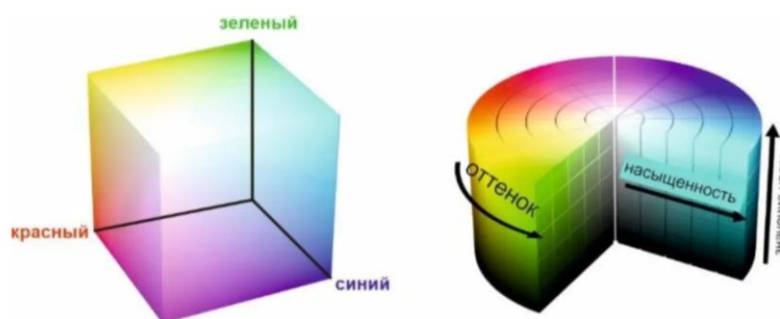


Рисунок 7 Модели RGB – слева и HSV - справа

Суть метода: три горизонтальных среза куба смешиваются в режиме RGB, то есть мы можем преобразовать сейсмическую информацию в цветовую модель. Затем полученное изображение преобразуется в пространство оттенок-насыщенность-значение цвета (HSV). Здесь данные о геологических границах содержится в виде экстремумов в компоненты S. То есть становится возможным взять информацию о геологических структурах и границах в виде компоненты S HSV-изображения.

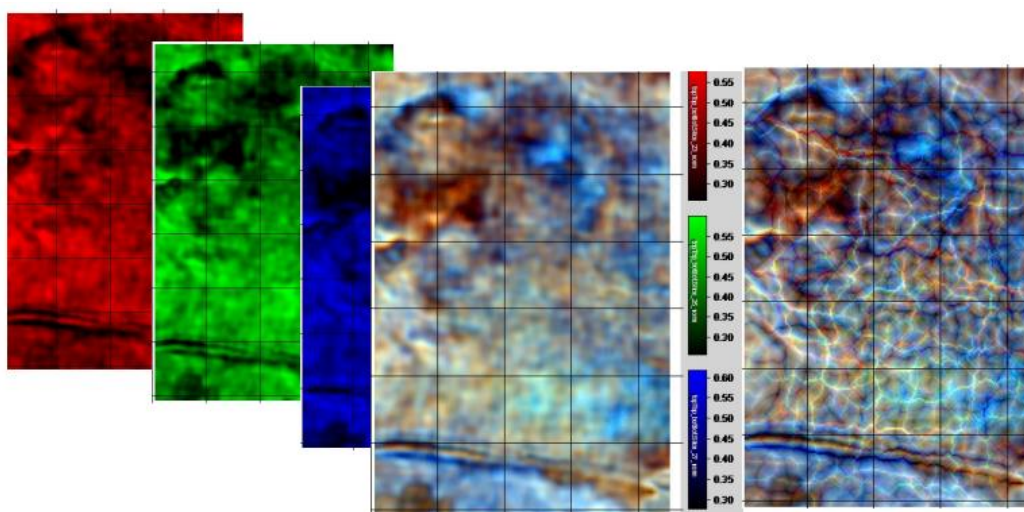


Рисунок 8 RGB смешивание срезов

ГЛАВА 6. Практическая часть.

Интерпретация проводилась в программе Petrel, которая включает в себя широкий спектр современных инструментов для быстрой и эффективной интерпретации 2D-3D сейсмических данных, а также для контроля качества и редактирования полученных результатов.

Проект с подгруженными сейсморазведочными и скважинными данными был предоставлен организацией научно-технологическим центром ПАО Газпром нефть.

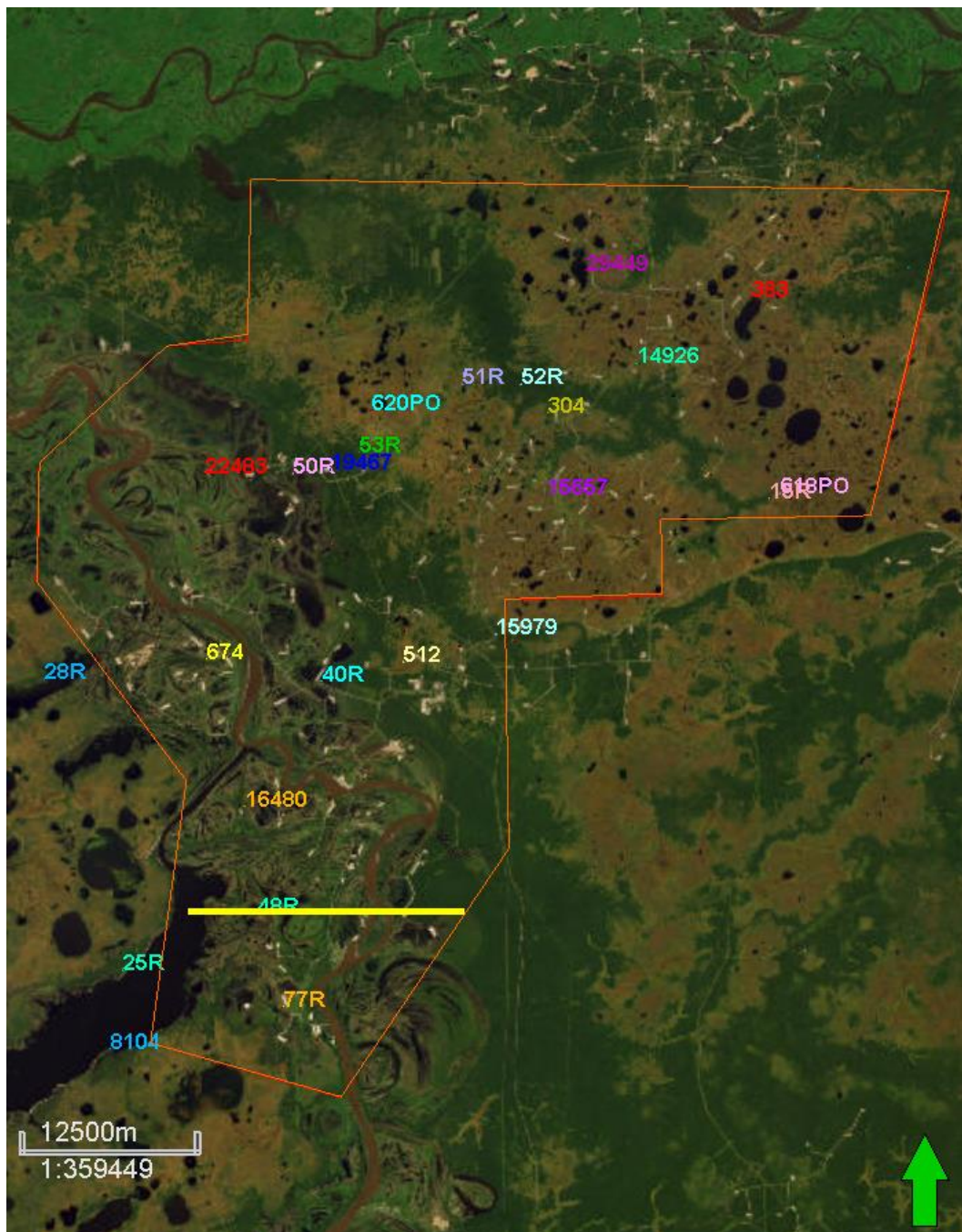


Рисунок 9 Исследуемый участок со скважинами

Далее мною проводились структурная и динамическая интерпретации.

В структурную интерпретацию входили:

1. интерпретация отражающего горизонта

Мы создаем новый отражающий горизонт в программе и выбираем характерную форму сигнала; в программе есть автоматический режим, который позволяет быстро выполнить интерпретацию, при этом рассчитываются атрибуты интерпретации, которые могут быть использованы при контроле геологических данных. Таким способом я сначала выделила кровлю Баженовской свиты, так как она хорошо прослеживается по сравнению с Тюменской. Далее, учитывая, что Тюменская свита простирается почти параллельно Баженовской, также выделяем кровлю пласта Ю2 автоматически, а потом вручную корректируем.

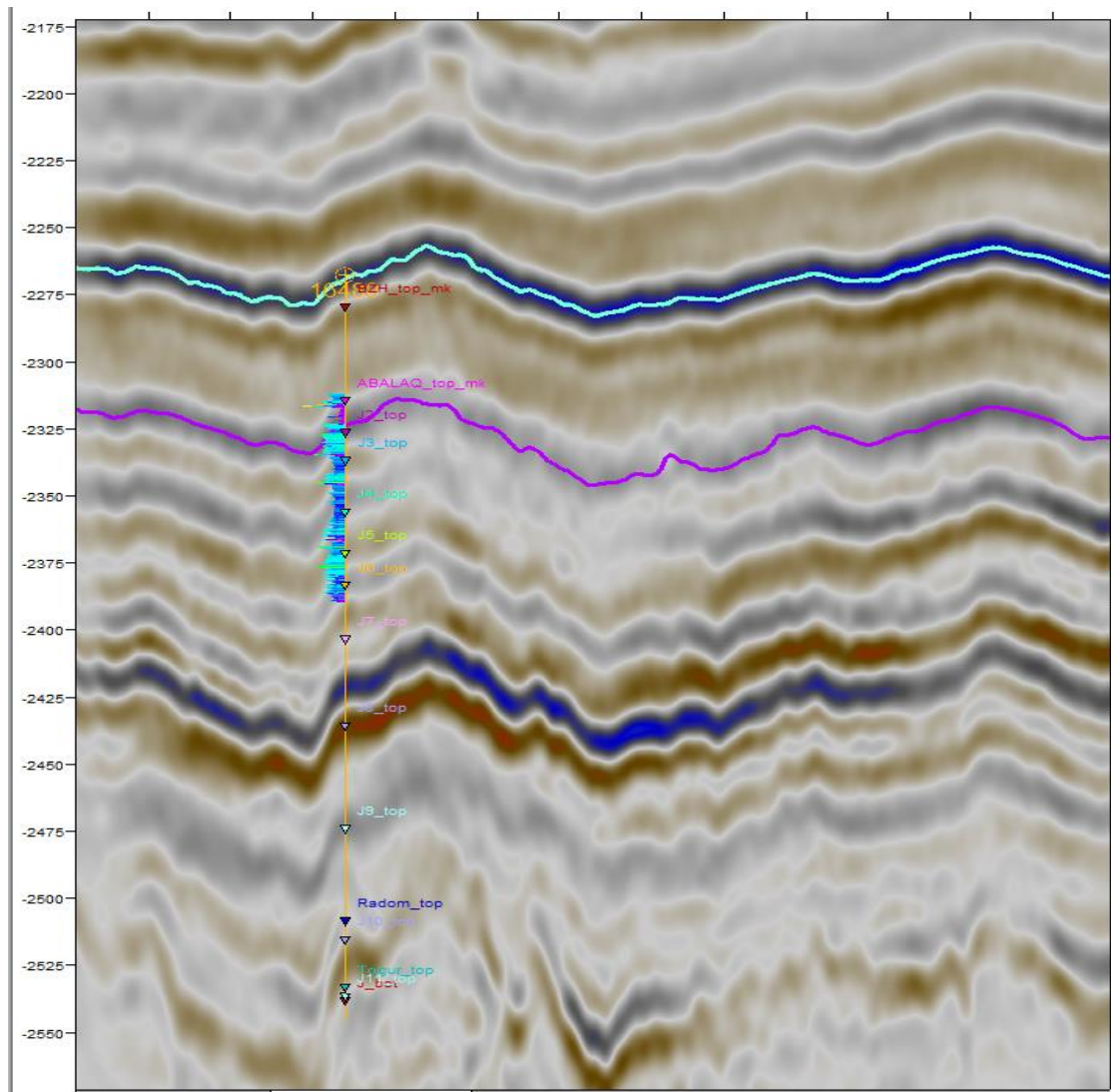


Рисунок 10 Глубинный сейсмический разрез

2. построение структурной карты

Расчет структурной поверхности проводилась по имеющимся абсолютным значениям глубины. По ВСП проводим проверку качества. Далее с помощью встроенного калькулятора я рассчитала среднюю скорость по скважинным данным, по этим данным была построена карта. После этого была рассчитана структурная поверхность и проведен контроль согласованности данных во временной и глубинной области.

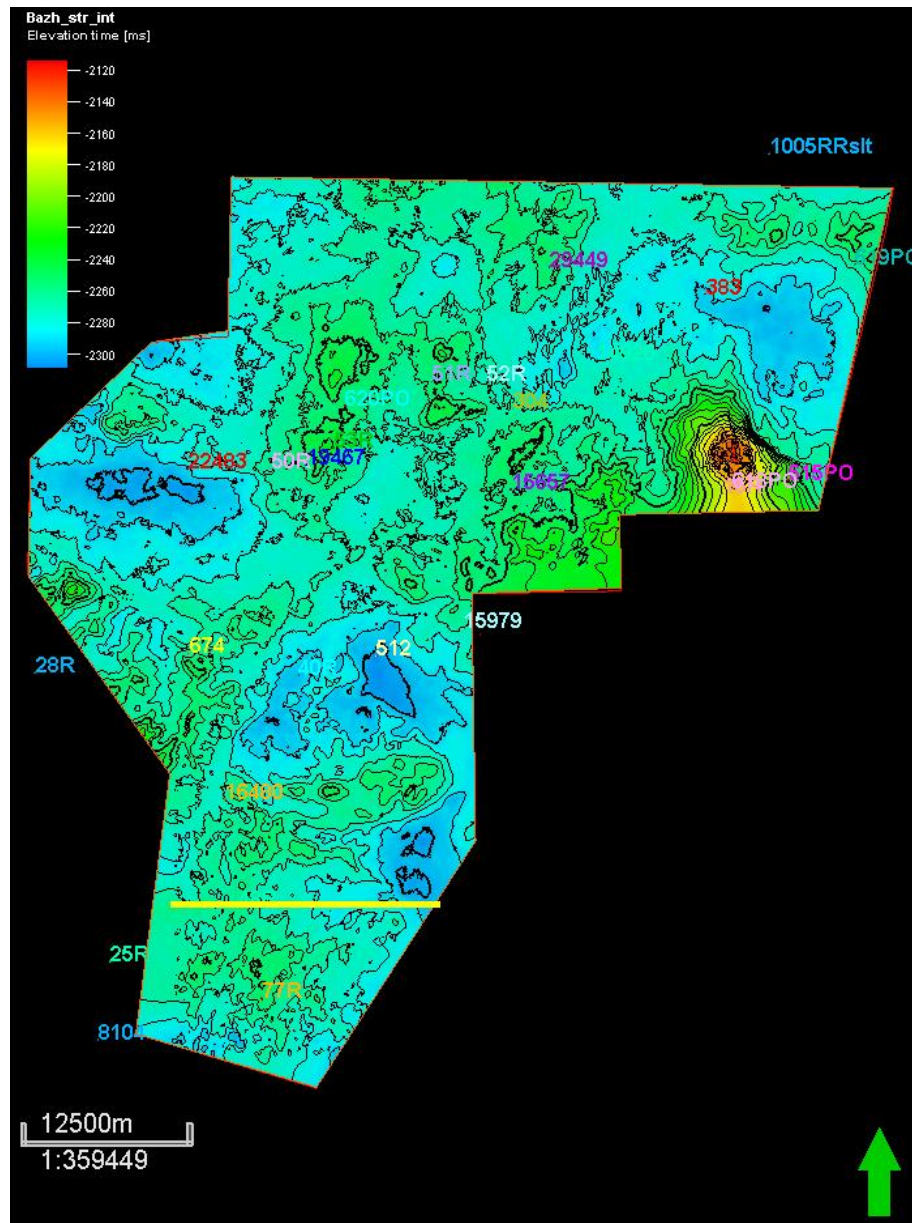


Рисунок 11 Карта изохрон Баженовской свиты

Затем я проводила динамическую интерпретацию. Мой целевой интервал находился между ОГ Vzh_top и J2_top. Я построила серию пропорциональных срезов с оценкой амплитуд. По карте амплитуд в западной части выделяется система

палеоканалов, но их сложно картировать из-за прерывистости и малой контрастности.

Просматриваем характеристики данного участка.

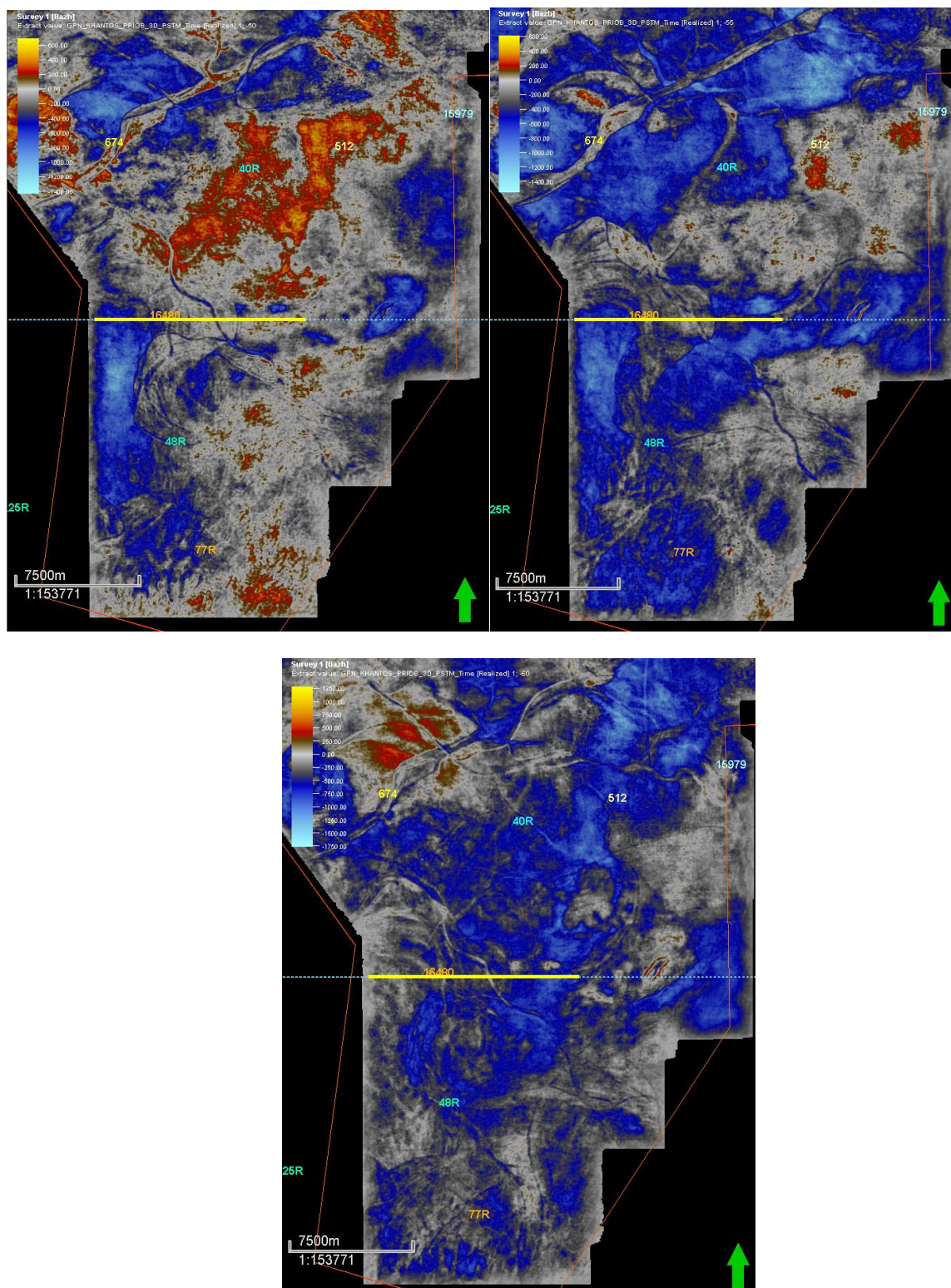


Рисунок 12 Амплитудные срезы Тюменской свиты

В рамках динамической интерпретации был рассчитан куб сейсмических амплитуд. Далее используем технологию eXchroma. Амплитуды берем вдоль интересующего нас горизонта, а также выше и ниже. Нами были взяты срезы с 2305 по

2335 метров в глубину. Срезы брались с шагом 5 м. После мы куб выровняли на ОГ Баженовской свиты для наглядности.

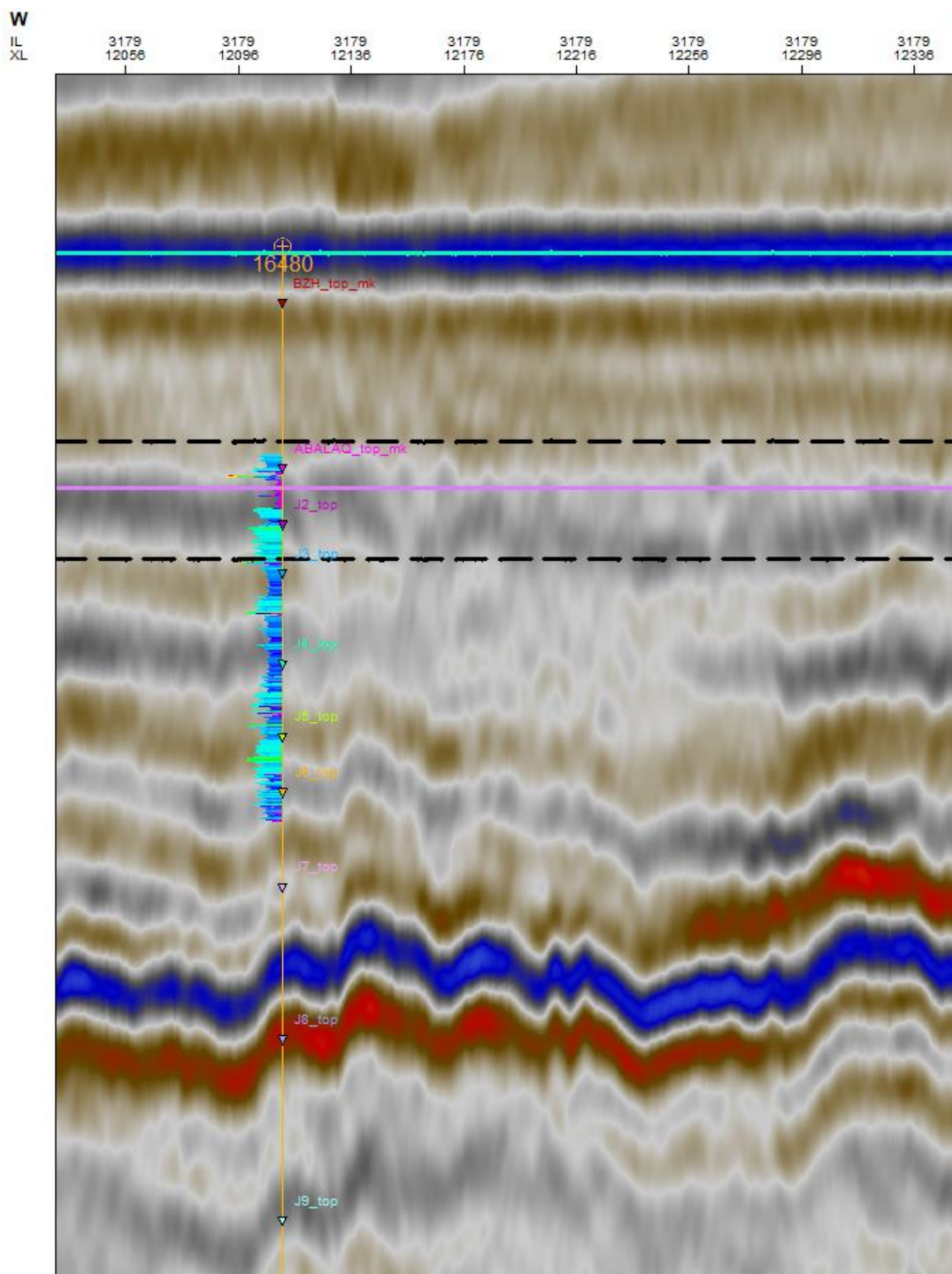
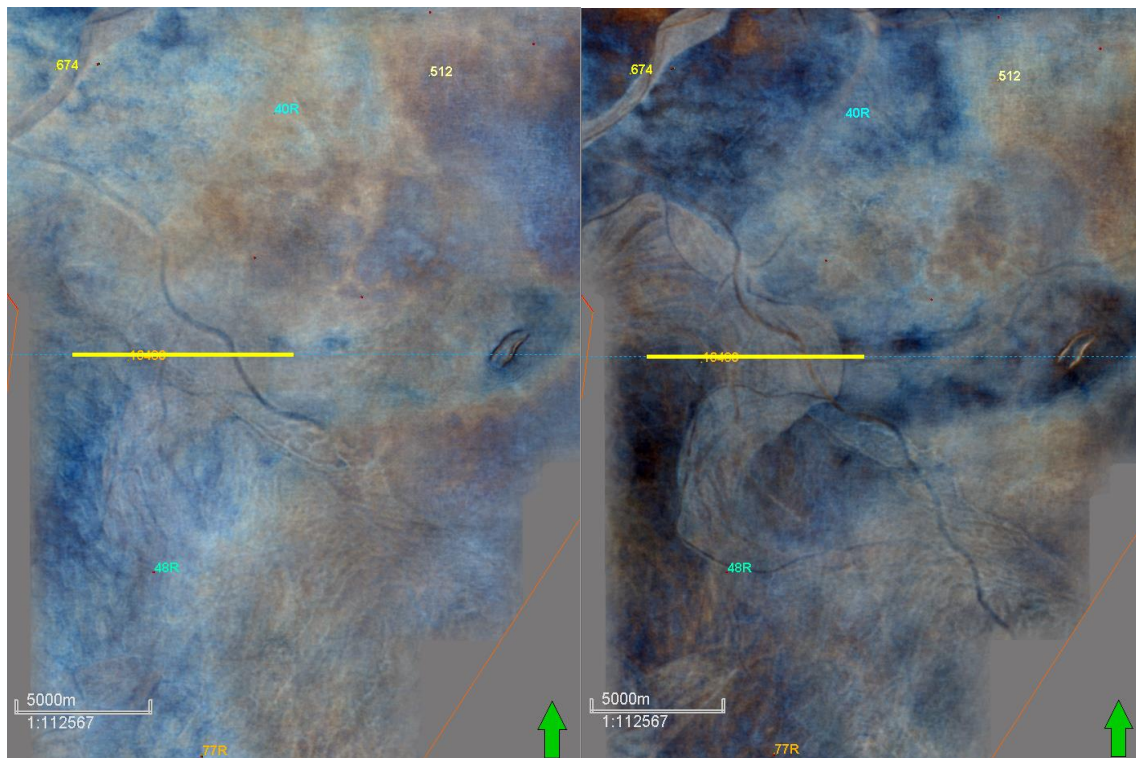


Рисунок 13 Глубинный сейсмический разрез спрямленный на Баженовскую свиту (пунктирными линиями обозначен интервал, с которого были взяты срезы)

На рисунке 12 представлен горизонтальные срезы амплитуд, на рисунке 14 - eXchroma. Эти срезы приурочены к Тюменской свите и соответствуют пласту Ю2. На втором рисунке повсеместно четко отображаются речные меандрирующие палеосистемы.

На амплитудных срезах выражены только крупные русла в восточной части, но фрагментарно. Центральная и западная части осложнены высокоамплитудной составляющей, из-за которой не удастся выделить и проследить мелкие русла.

На срезе, который построен по технологии eXchroma палеорусла выделены с достаточной детальностью. Также русла отображаются непрерывно, плавно. Благодаря увеличению точности и резкости, изображение стало более приближенным к реальности, из-за чего появилась возможность провести морфометрический анализ.



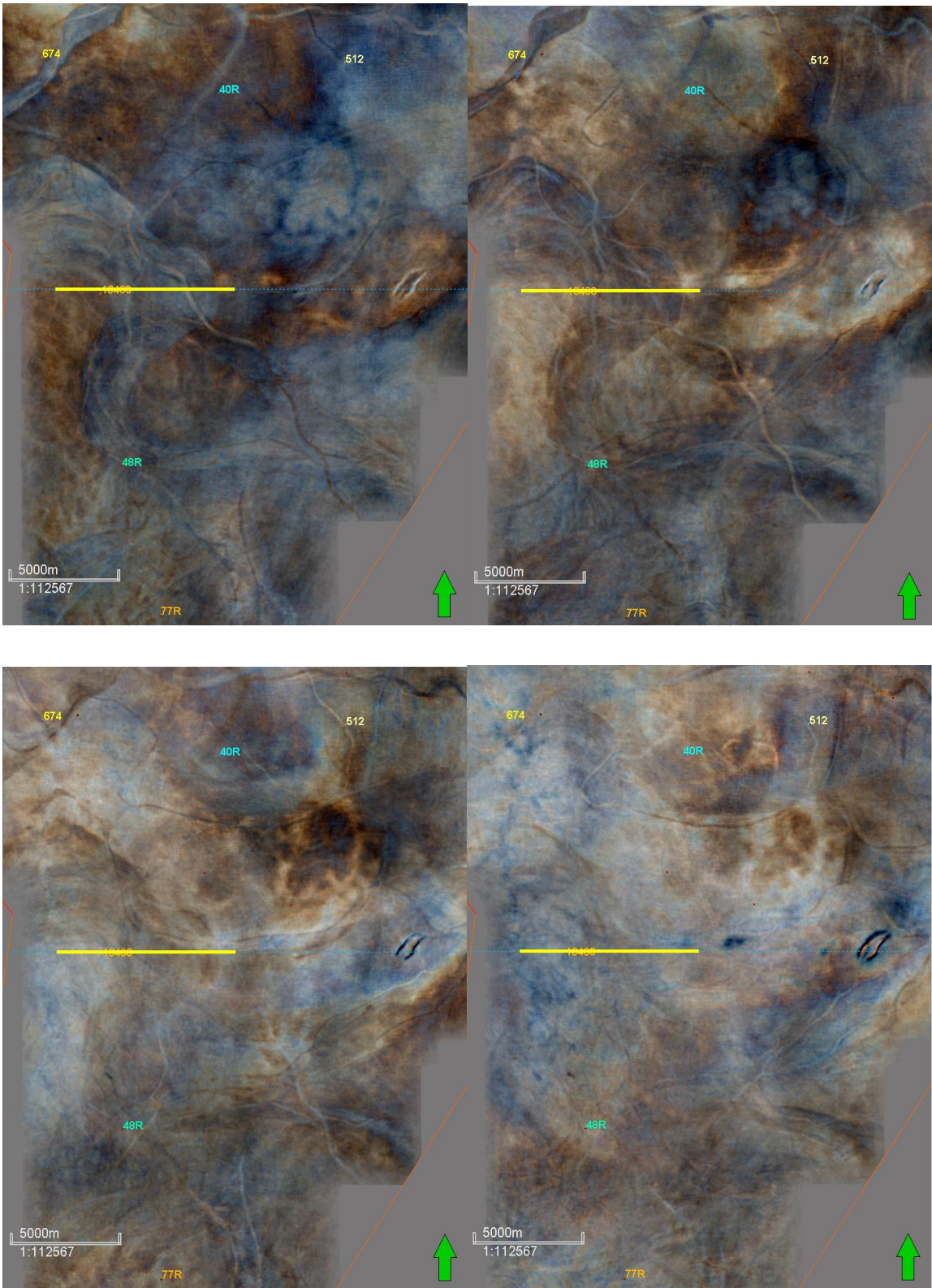


Рисунок 14 Срезы, полученные технологией eXchroma

Исходя из вышенаписанного, можно сделать вывод, что технология eXchroma, разработанная и реализованная компанией Шлюмберже, имеет ряд преимуществ перед прямой визуализацией сейсмических атрибутов. С помощью этой технологии интерпретация таких геологических особенностей, как палеоруслы, становится точнее из-за подчеркивания корреляционной связи амплитудных неоднородностей в сейсмических данных.

ГЛАВА 7. Морфометрический анализ.

Морфометрический анализ (от латин. *morphe* форма, *metr* измеряю) - один из методов геоморфологических исследований, в котором количественные характеристики форм рельефа изучаются с помощью специальных измерений. Часто измеряют абсолютную и относительную высоту отдельных форм рельефа или их комплексов, углы наклона склонов и их экспозицию, площади, занятые положительными и отрицательными формами рельефа, и некоторые другие.

Морфометрические характеристики бассейнов современных рек: площадь, периметр, длина по прямой, наибольшая ширина, средняя ширина, коэффициент асимметрии бассейна, форма, коэффициент густоты речной сети, индекс компактности, коэффициент бифуркации. Преимущество этих характеристик - их абсолютность. Они вычисляются статически по наблюдаемым данным, поэтому являются относительно точными. К сожалению, изучаемая территория имеет ограничения, как и данные, которые мы получили после сейсморазведки (как минимум полигон захватывает не всю речную палеодолину), вследствие чего, не все характеристики могут быть определены верно.

Так как обстановки для развития, хоть и отличаются, но не сильно, можно было бы предположить, что параметры палеореки соизмеримы с современными реками. Как и в юрское время, сейчас идет трансгрессия, климат континентальный, рельеф равнинный с небольшой “вогнутостью” в центре. Извилистость также имеет схожий характер. Исходя из этого, автор предполагает, что морфометрические характеристики современных речных систем Западной Сибири можно применить к речным палеосистемам, при этом стоит учитывать, что такая модель не является абсолютно точной, но приближена к реальной. Но есть некоторые противоречия, которые не позволяют пользоваться этим предположением. Для этого рассмотрим, как эволюционировала речная система в юре.

Эволюция речных систем

Изначально реки были горные, но со сменой рельефа (его постепенным выполаживанием) тип рек также менялся. Поэтому далее реки стали разветвленные многорукавные, так как скорость речного потока снижалась, начала преобладать боковая эрозия, из-за чего реки становятся меандрированными. Меандрирование сначала носит ограниченный и незавершенный характер (далее более позднее развитие пойм приводит

к свободному типу меандрирования, но об этом позже), вследствие чего накапливаются озерно-болотные отложения, которые часто вовлекаются в речной поток из-за изменения распространения русел, после чего они остаются в аллювиальных отложениях в виде окатанных обломков глин, сидерита и крупных углистых пород. Источники сноса – выступы фундамента и поднятия по краям. Отложения ритмичны, в основании ритмов присутствуют маломощные прослои гравия, песчаник снизу вверх утончается. Присутствует растительный детрит в песчано-глинистых слоях.

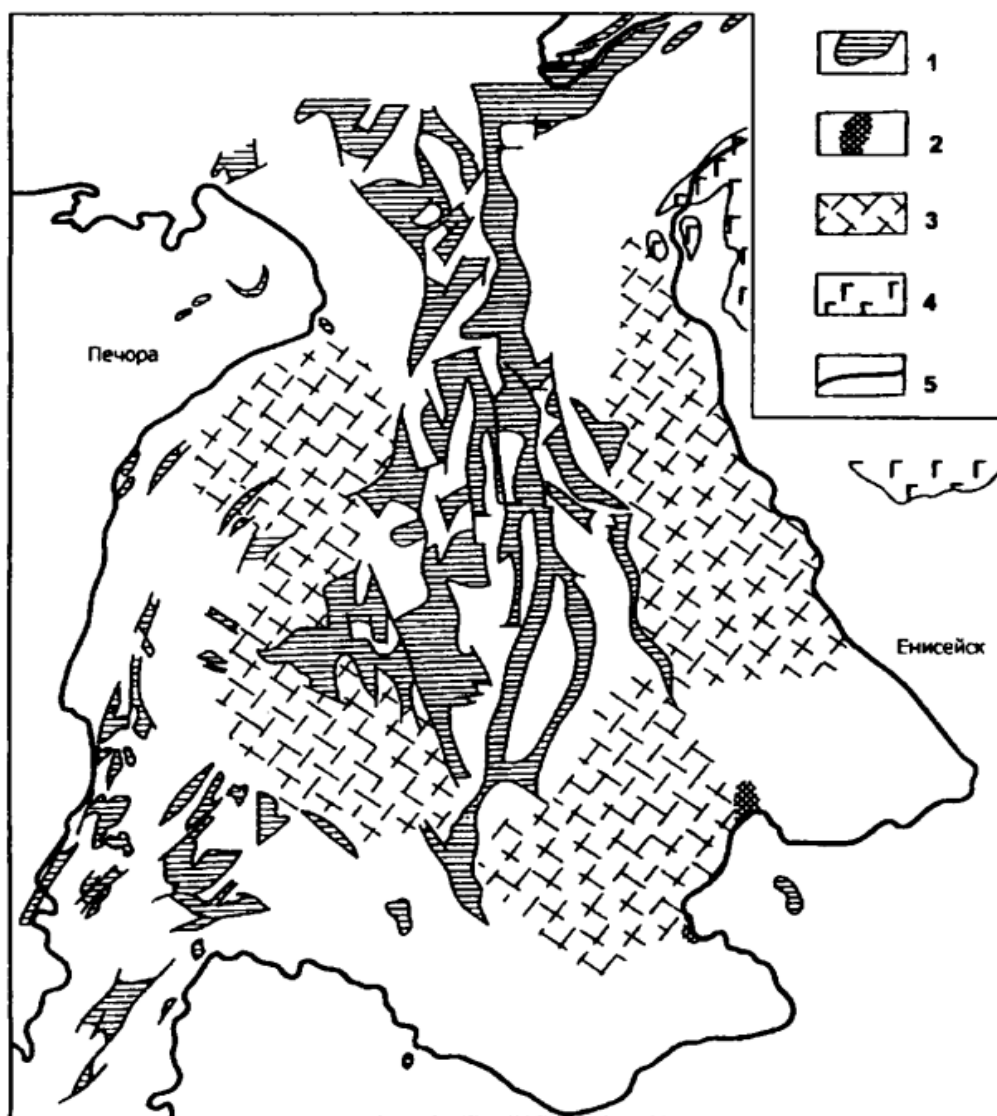


Рисунок 15 Западно-Сибирская рифтовая система (Сурков В. С., 1972; с упрощениями).

Условные обозначения: 1 – грабенообразные депрессии и впадины; 2 – дайки и силлы базальтов; 3 – области предполагаемого развития интрузивной фации базальтов; 4 – траппы Сибирской платформы; 5 – граница Западной Сибири

Поздние этапы развития пойм приводят к свободному типу меандрирования, что связано с выравниванием рельефа и прогибанием Западно-Сибирской плиты. Для таких условий характерны широкие пояса меандрирования, пониженная песчаность (< 50%), неоднородность по латерали. На сейсмограмме могут отражаться старицы,

сложенные алевро-глинистыми породами и имеющие линейно-вытянутую форму. Аллювиальные отложения сложены полимиктовыми средне-мелкозернистыми зрелыми песчаниками. Слоистость однородная, косая и волнистая. В основании разреза часто мелкие глинистые и глинисто-сидеритовые интракласты. Часто встречаются поймы с сохранными палеопочвами, отложения “вымерших” озер, прослой угля (болотные отложения) и растительный (зачастую обугленный) детрит.

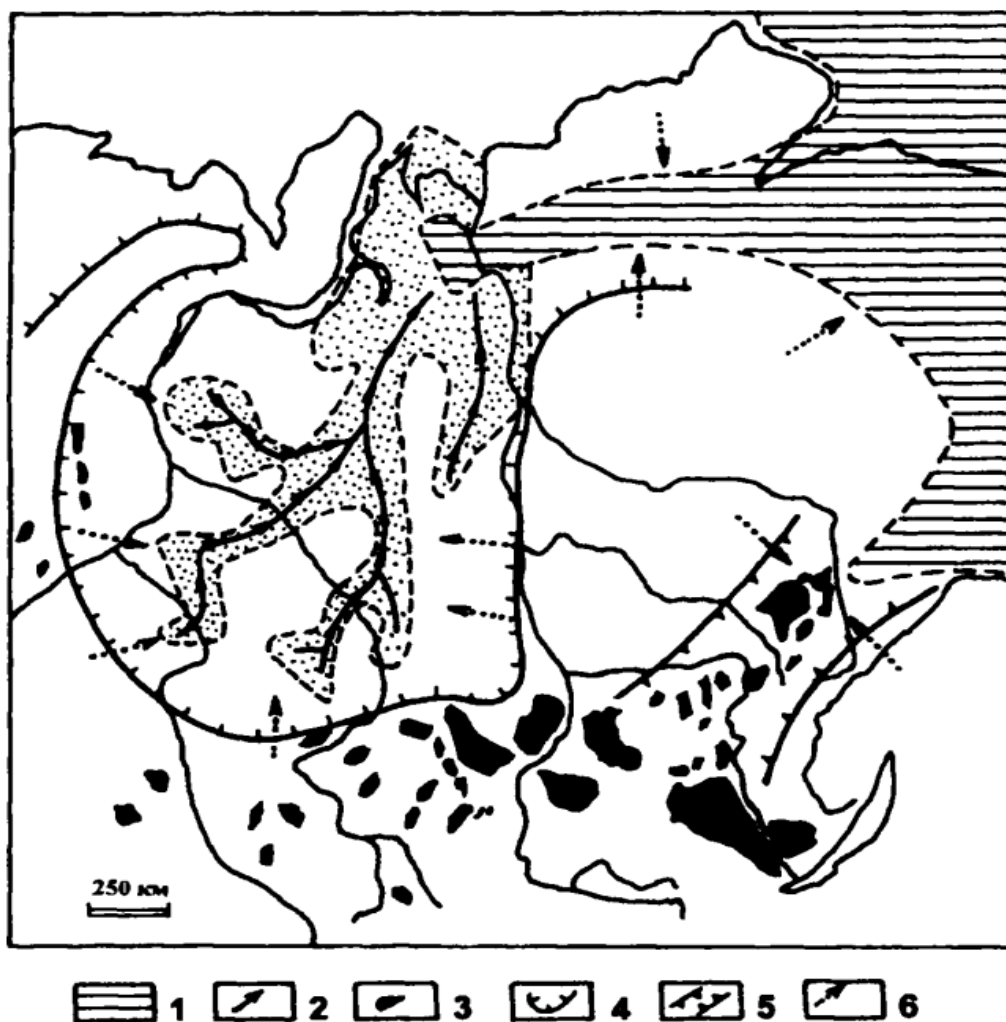
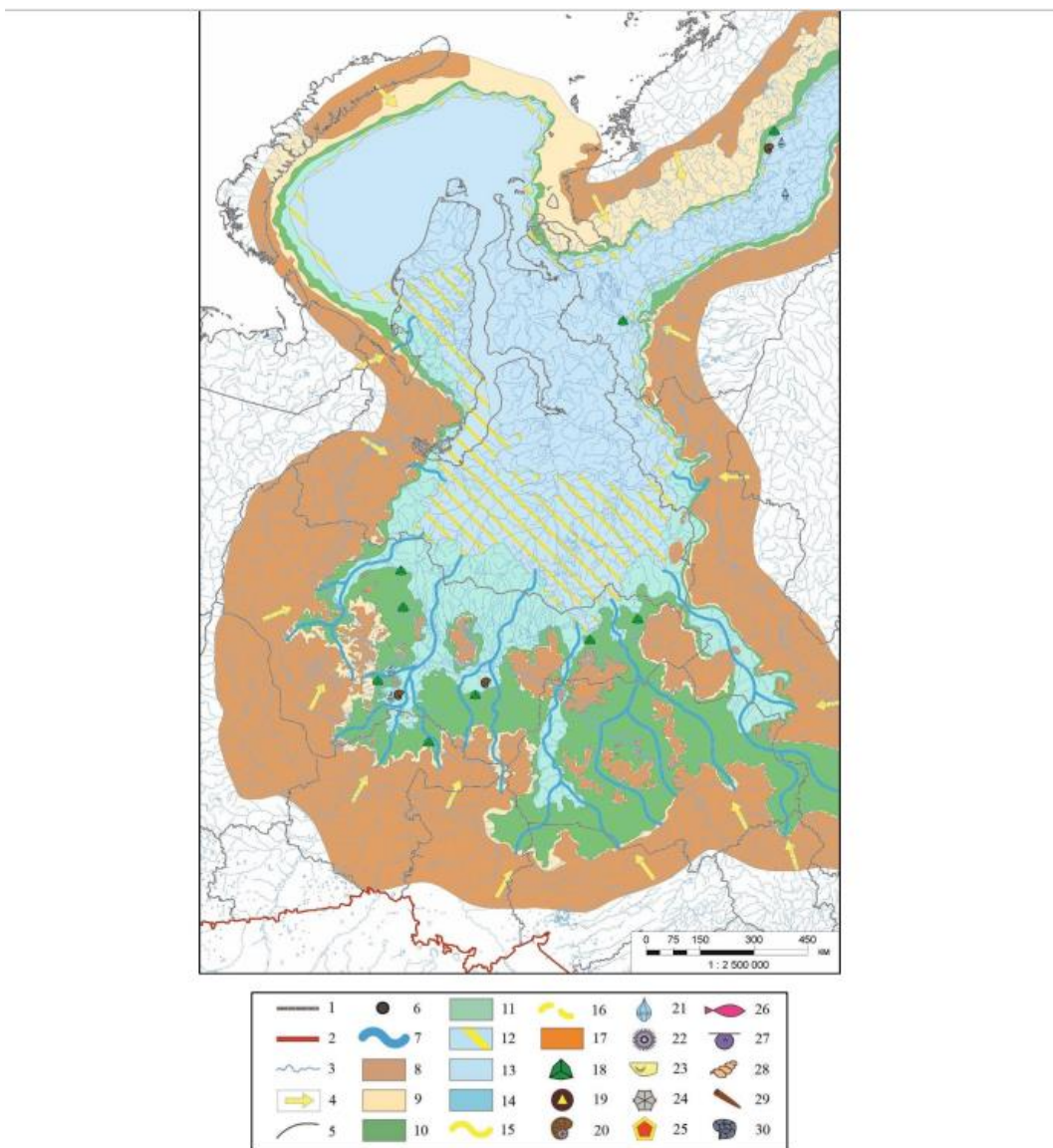


Рисунок 16 Раннеюрская гидросеть. Условные обозначения: 1 – море; 2 – основные речные системы; 3 – замкнутые впадины; 4 – граница позднеюрской морской трансгрессии; 5 – Ангаро-Вилуйский прогиб; 6 – направление сноса кластического материала

Можно сделать вывод, что геометрия речных систем преимущественно зависела от рельефа. На начальном этапе на образование аллювия существенное влияние оказывал состав пород фундамента. Денудация гранитов и других алюмосиликатных пород происходит медленно (относительно карбонатных пород), поэтому депрессионные части рельефа, сформированные речными системами, сохраняются дольше. Вследствие чего накапливаются ленточные и рукавообразные речные отложения песчаников и гравий-песчаников в шеркалинской и тюменской свитах.

Также при эволюции речных систем сменяется направление сноса материала. Трансгрессии зачастую разрушали аллювиально-озерные отложения (Ольнева Т. В., Жуковская Е.А. и др., 2022). При этом происходило расширение территории, где откладывались и накапливались речные отложения, которые могут служить коллектором углеводородов.



1 - границы субъектов РФ; 2 - границы государственные; 3 - современная гидрографическая сеть; 4 - главные направления сноса; 5 - изогипсы структурных поверхностей; 6 - скважины; палеогеографические области: 7 - зона развития русловых отложений; 8 - горы и холмогорья; 9 - денудационно-аккумулятивная равнина; 10 - озерно-аллювиальная равнина; 11 - прибрежная равнина, временами заливаемая морем; 12 - зона развития песчаных аккумулятивных тел в мелководной части шельфа; 13 - мелководно-морской шельф; 14 - открытый шельф; палеогеографические зоны: русловые отложения прямых и меандрирующих рек, дельтовые каналы: 15 - достоверные; 16 - предполагаемые; 17 - проксимальная часть конуса выноса дельты; органические остатки: 18 - мiosпоры; 19 - мегаспоры; 20 - фораминиферы; 21 - микрофитопланктон; 22 - радиолярии; 23 - остракоды; 24 - спикулы зубок; 25 - иллоказии; 26 - иктиодетрит; 27 - двустворчатые моллюски; 28 - гастроподы; 29 - белемниты; 30 - аммониты.

Рисунок 17 Палеогеографическая карта позднего тоара Западно-Сибирского бассейна (Палеогеография юры ..., 2023)

ГЛАВА 8. Практический пример.

Морфометрический анализ палеорусел Тюменской свиты проведен опираясь на методику, изложенной Ольневой Т. В., Жуковской Е.А и другими (2022).

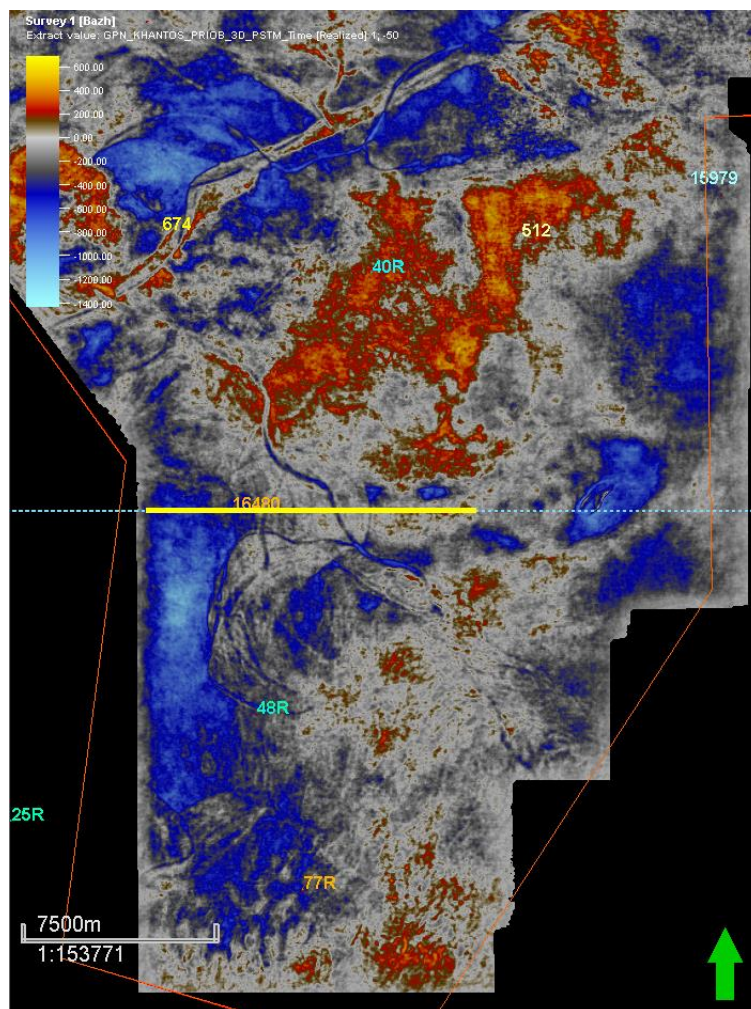


Рисунок 18 Амплитудный срез

В разрезе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выделяется 8 нефтегазоносных комплексов: палеозойский + кора выветривания палеозоя; триасовый; нижнеюрский; среднеюрский; абалакский; баженовский; ачимовский (клиноформная часть неокома); апт-альбский-сеноманский. Нас интересует среднеюрский тюменский нефтегазоносный комплекс, который располагается в верхней подсвите в пластах ЮС2-4. Пласт ЮС2 является наиболее выдержанным и хорошо прослеживается. Южная лицензионная территория Приобского нефтяного месторождения находится в центральной части Западно-Сибирской равнины в пределах Ханты-Мансийской синеклизы. Отложения сложены переслаиванием песчаников светло-серых неравномернoзернистых с включениями углистого детрита на плоскостях напластования, алевролитов и темно-серых аргиллитов. Мощность достигает 100 м.

Обстановка осадконакопления на исследуемой территории - континентальная, из-за чего литологический состав не однороден не только по вертикали, но и по латерали.

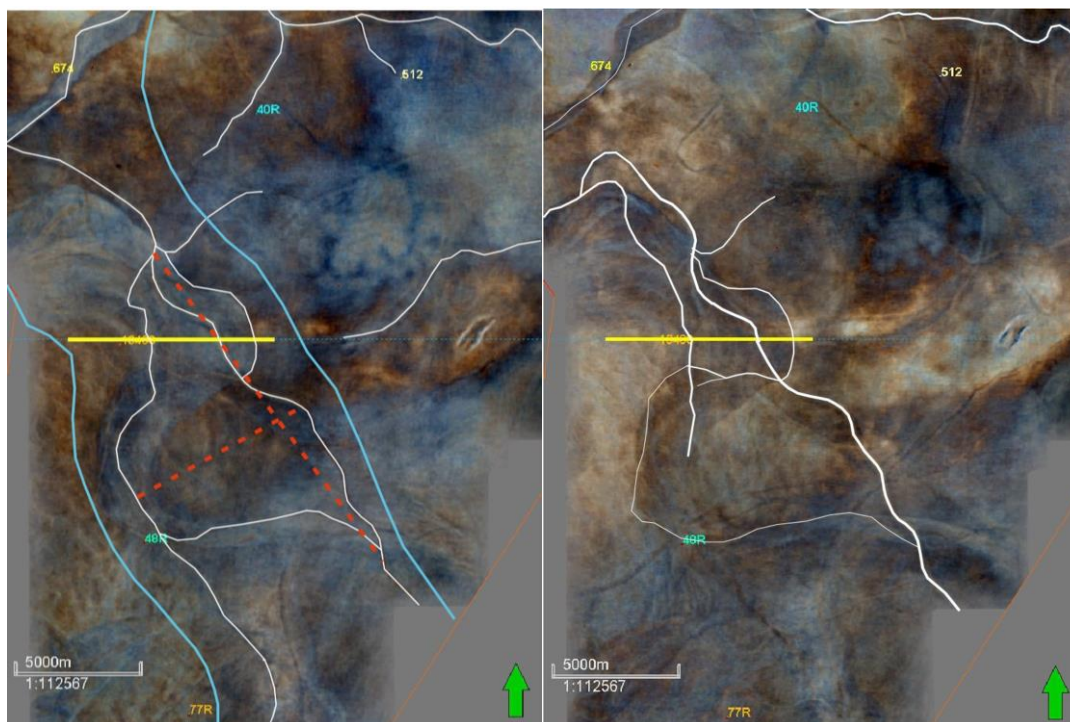


Рисунок 19 Срезы полученные с помощью технологии eXchroma (белой линией обозначены палеоруслу)

Меандрирование свободное, что связано с эволюцией речных систем (Ольнева Т. В., Орешкова М.Ю., 2023). Осадочный материал преимущественно песчаный и галечный.

В срезе eXchroma в пласте Ю2 выделяется система свободно меандрирующих палеоканалов. Эффективная мощность изменяется от первых метров до 30 м.

По результатам исследований подтверждаются континентальные условия формирования осадков верхнетюменской подсвиты на нашей территории. В керне из пласта Ю2 описаны признаки субаэральной экспозиции осадка (деятельность ветров) – не только растительный детрит, который легко мог быть перенесен в прибрежную часть моря, но и сохранившиеся углефицированные фрагменты корней и листочков растений, обломки древесины. Присутствуют косая и волнистая слоистость, а также интракласты, образующиеся при обрушении подмываемого берега (Фёдорова, Кирзелёва и др., 2016)

Палеоканалы на срезах амплитуд прослеживаются фрагментарно и их практически не видно (рис. 18), но после применения технологии eXchroma отлично и цельно проявляются на полученных срезах (рис. 19).

Таблица 2 Классификация типов рек по В. Ф. Усачеву (1985)

Тип процесса	В/W*	Русло
Свободное меандрирование Меандрирующая река	8,9	Однорукавное, свободно меандрирующее с наличием излучин, иногда асимметричных, находящихся на разных стадиях развития; на заболоченных поймах возможна гипертрофированная форма излучин
Незавершенное меандрирование	5,7	Двухрукавное меандрирующее, излучины часто спрямляются на ранних стадиях развития и имеют разную степень разворота
Пойменная многорукавность Анастомозирующая река	5,6	Многорукавное, разделенное пойменными островами, часто затруднительно выделить главного рукава, возможно развитие рукавов по самостоятельному типу процесса
Ограниченное меандрирование	3,4	Однорукавное, слабо меандрирующее, правильно извилистое при неизменной ширине долины; при изменении ширины долины изменяются размеры и форма сползающих излучин
Побочный тип Прямолинейная река	1,2	Однорукавное, относительно прямолинейное и устойчивое в плане
Русловая многорукавность Разветвленная рука	1,0	Многорукавное, широкое, распластанное, неустойчивое в плане

* W – ширина русла, В – ширина пояса руслоформирования.

По результатам картирования ширина пояса руслоформирования (В) в среднем равняется 6250 м. На основании зависимости В/W ширина русла оценивается в 700 м. Опираясь на закономерность, установленную Collinson (1978), можем рассчитать предполагаемую мощность речных отложений:

$$h^{1.54}=6250/64.6$$

$$h = 19.4 \text{ м}$$

Статистика свидетельствует, что мощность одиночных каналов даже очень крупных современных рек не превышает 30 м, в основном это величины до 10–15 м. Поэтому с высокой долей вероятности аллювиальные отложения мощностью свыше 25 м будут представлять систему из вертикально сочлененных русел (Ольнева Т. В., Жуковская Е.А. и др., 2022).

Из зависимостей, установленных Г. Хэем, следует, что колебания максимальных глубин на участке излучины более значительны, чем средних по сечению и составляет 18 %. Это может служить оценкой погрешности определения расчетной толщины русловых тел.

$$h = 19.4 \pm 3 \text{ м}$$

Для расчета коэффициента извилистости нужно измерить длину палеорусла и длину долины на исследуемой территории (Ольнева Т. В., Жуковская Е.А. и др., 2022):

Длина палеорусла на участке = 50 км (1)

Длина долины палеорусла на участке = 28.5 км (2)

Коэффициент извилистости - отношение (1) на (2):

Коэффициент извилистости = 1.75, по классификации современных русел палеорека - извилистая, по размерности - большая.

Таблица 3 Типы извилистости русел (Ольнева Т. В., Жуковская Е.А. и др., 2022)

Типы извилистости русел	Значения коэффициента извилистости
Относительно прямолинейные	<1.1
Очень слабо извилистые	1.10-1.20
Слабо извилистые	1.21-1.40
Умеренно извилистые	1.41-1.60
Извилистые	1.61-1.80
Сильно извилистые	1.81-2.00
Чрезвычайно извилистые	>2.00

Таблица 4 Типы современных речных систем и их характеристики (Ольнева Т. В., Жуковская Е.А. и др., 2022)

Морфологический тип речной системы	Тип русла	Тип меандрирования	$K_{изв.}$	Размер рек	Кол-во рек в РФ	Морфология излучин
Спрямоленные реки	A, B, D		1,0–1,2	Малые	15	
Разветвленные (с блуждающим руслом)	C		1,1–1,4	Малые и средние	10	
Меандрирующие	G	Свободное	1,5–3	Крупнейшие	57	Сложные
			1,7–3,5	Средние и большие		Большие углы разворота, сундучные, омеговидные, сложные
			> 2	Малые широкопойменные		Крутые сегментные излучины
	E	Ограниченное	1,4–2	Малые и средние	5	Сегментные, синусоидальные
	F	Незавершенное	1,1–1,7		8	Не достигают больших углов разворота, сегментные
G, E	Вынужденное			2	Сегментные, синусоидальные, омеговидные	
Анастомозирующие	H		1,4–1,7		3	Сложные, большое разнообразие

Параметр «длина излучины» связан почти прямой зависимостью с шириной русла (W) и с радиусом кривизны меандра и находится по формуле (М.Ю. Орешкова, Т.В. Ольнева, 2023):

$$C(\lambda) = 10,9 W^{1,01} = 8147 \text{ м}$$

Длина излучины (C), м до 8147 м.

Измерим амплитуду палеоканала: амплитуда (A) до 3125 м

ГЛАВА 9. Корреляция скважинных данных.

Для коррекции сейсмических данных проводилась их корреляция со скважинными данными. Это позволит уточнить границы отражающих слоев и выделить отдельные пласты внутри свит.

Нас интересует Тюменская свита. Снизу она граничит с Горелой свитой.

Горелая свита

Горелая свита сложена сероцветными, преимущественно глинистыми и алевритовыми породами, которые переслаиваются с песчаниками, также присутствуют редкие прослойки и линзы бурых углей. Свита имеет темно-серый, почти черный цвет, что связано с обильным количеством растительных остатков на поверхностях наложения. Ко всему изложенному, для горелой свиты характерно повышенное содержание слюд и большое разнообразие фаций, из-за чего мы наблюдаем различные текстуры и литологическую неоднородность. Около выступов фундамента появляются прослойки гравелитов. Возраст горелой свиты — плинсбахский–нижнеааленский. В пределах территории исследований отложения горелой свиты залегают с несогласием на нижележащих образованиях фундамента и продуктах его выветривания.

Мощность свиты меняется по скважинным данным от 7,5 м до 69,7 м. Мощность уменьшается в зонах поднятий, связанных с выступами фундамента, и обуславливается выклиниванием нижних элементов разреза в присводовых областях таких поднятий, мощность увеличивается в более погруженных частях разреза.

Литологически свита расчленяется на две подсвиты, что хорошо видно на каротажных характеристиках. Нижняя подсвита образована песчано-алевролитами с прослоями гравелитов и темных аргиллитов. Этот пласт обозначается ЮС11 (J11). По данным 3Д-сеймики пласт развит только в наиболее погруженных участках. Возраст — плинсбах - ранний тоар. Выше по разрезу располагается тогурская пачка, представленная темно-серыми аргиллитами. Распространена пачка примерно также как и пласт ЮС11.

Верхняя подсвита образована светло-серыми, полимиктовыми, среднезернистыми песчаниками. Породы содержат большое количество растительного детрита, присутствуют прослойки аргиллитов и гравелитов, имеющих косую слойчатость. Эти породы слагают пласт ЮС10 (J10). Выше залегает радомская пачка коричнево-

черных аргиллитов (есть битуминозные прослой) с прослоями алевролитов и иногда песчаников.

Горелая свита образована в прибрежно-морских и морских условиях. Песчаные пласты ЮС10 и ЮС11 перекрываются глинистыми пачками (Радомской и Тогурской). Глинистые пачки являются маркером трансгрессии моря. Радомская и Тогурская свита отлично видны на каротажных кривых и служат локальными реперами для межскважинной корреляции.

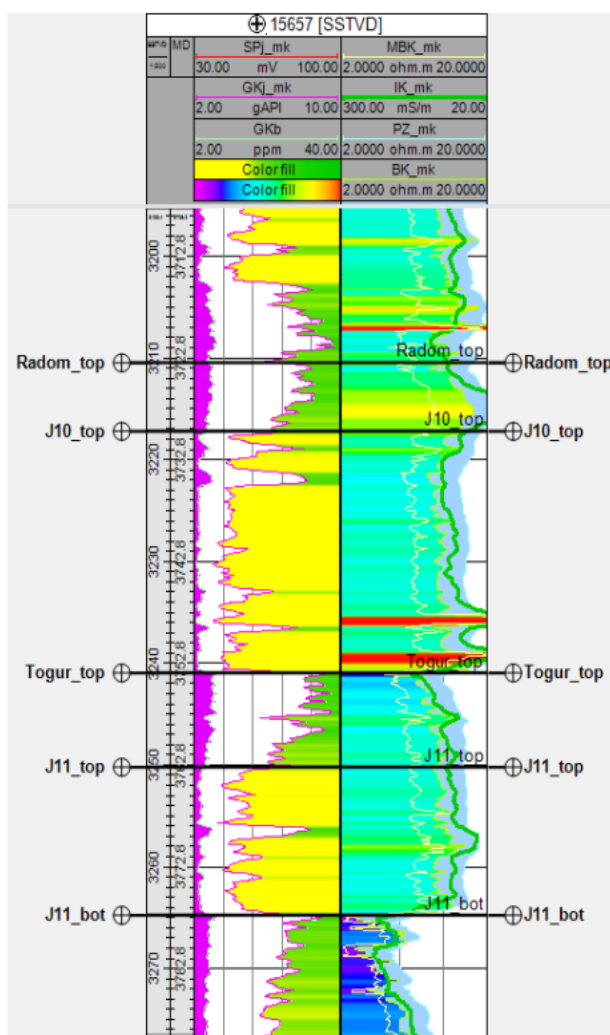


Рисунок 20 Пример каротажной характеристики горелой свиты в скважине 15657

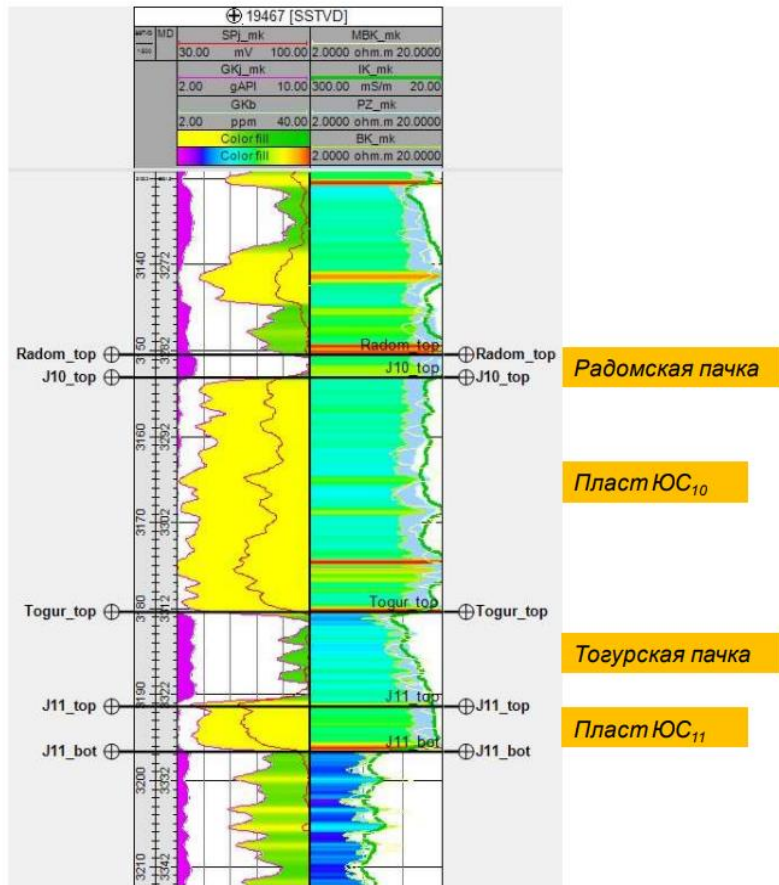


Рисунок 21 Пример стратификации разреза горелой свиты в скважине 19467

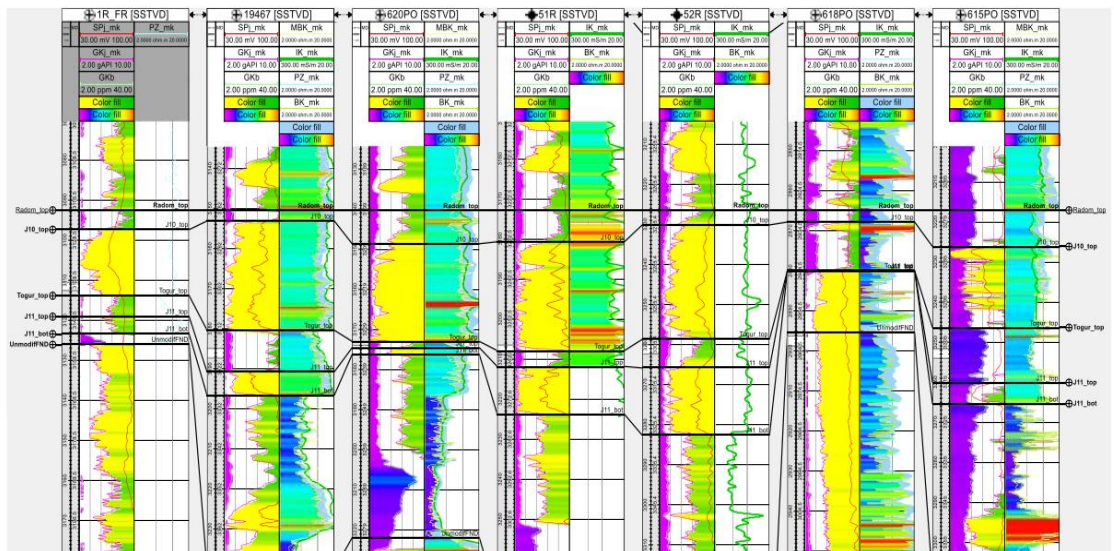


Рисунок 22 Схема корреляции нижнеюрских отложений и доюрского основания по линии скважин 1R_FR-19467-620PO-51R-52R-618PO-615PO

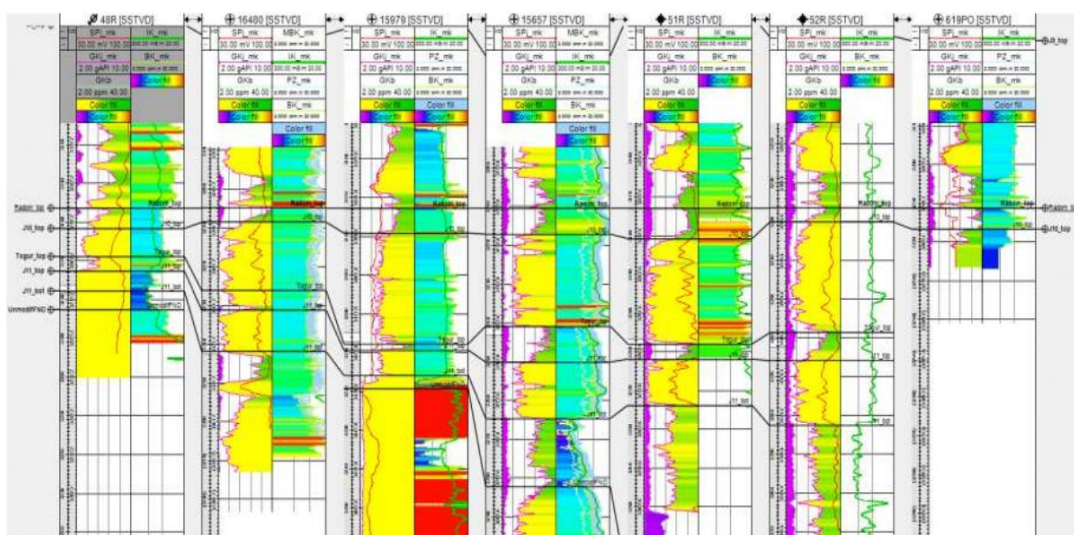


Рисунок 23 Схема корреляции нижнеюрских отложений и доюрского основания по линии скважин 48R-16480-15979-15657-51R-52R-619PO

С помощью нейтронного и бокового каротажа можно отделить глины от песчаных пластов (у глин небольшие показания метода НК, а для песчаных пород повышенные значения; низкоомные глины отличают от высокоомных песчаников методом БК). Гамма-каротаж также отделяет пласты глин от песчаников, так как пески также имеют повышенные значения ГК, а глины пониженные.

Во некоторых случаях горелая свита полностью выклинивается, из-за чего необходима корреляция Тюменской свиты.

Тюменская свита

Тюменская свита согласно залегает на Горелой свите, а на доюрских породах с угловым несогласием и перерывом. Кровля свиты граничит с абалакской свитой, которая сложена морскими отложениями. Свита образовывалась в различных фациях: аллювиальных, озерных, озерно-болотных и морских; и включает в себя песчаники, глины, алевролиты, прослой углей и конгломератов. Присутствует большое количество углистого и растительного детрита. У выступов фундамента появляются прослой гравелитов.

Тюменская свита представлена тремя подсвитами.

Нижняя Толькинская подсвита обозначается J2-tm1 и сложена уплотненными глинами и песчаниками с небольшими прослоями и пластами алевролитов. Глины темно-серые, углистые, хорошо сортированные, с намывами растительного детрита по поверхностям наслоения. Песчаники серые, глинистые, полимиктовые, присутствуют

чешуйки слюд и обугленный растительный детрит. Прослеживается пологая волнистая и косая слоистость пород. Мощность подсвиты 130-157 м. В подсвите выделяются пласты ЮС7-9 (J7-9).

Средняя Сандибинская подсвита обозначается J2-tm2 и представлена также глинами уплотненными темно-серыми буроватыми углистыми прослоями. Присутствует обугленный растительный детрит. Часто встречаются алевролиты, линзы, стяжения сидерита и пласты углей. В подсвите выделяются пласты ЮС5-6 (J5-6). Мощность подсвиты 53-92 м.

Верхняя Надымская подсвита обозначается J2-tm3 и образована переслаиванием пластов глин, алевролитов, песчаников и углей. Глины также темно-серые слюдистые, присутствует обугленный растительный детрит на плоскостях наложения. Были найдены следы илоедов, выполненные алевролитовым материалом, и остатки корней растений. В подсвите выделяются пласты ЮС2-4 (J2-4). Мощность подсвиты колеблется от 43 до 100 м.

Общая мощность тюменской свиты варьирует от 245 до 325 м.

Породы Тюменской свиты представлены преимущественно континентальным генезисом, из-за чего по вертикали и латерали наблюдается большая изменчивость, поэтому здесь отсутствуют выдержанные песчаные пласты и глинистые пачки, вследствие чего репера также не могут присутствовать.

Но все же увязать скважины возможно по перекрывающим Тюменскую свиту абалакским глинам. Их толща распространена повсеместно, у ее подошвы наблюдается пахомовская пачка, сложенная песчаными и галечными породами, а также известняками келловейской трансгрессии. Мощность толщи первые метры. Эти толщи включают в себя пласты ЮС0-2. По резкому снижению сопротивлений (БК) и по пониженным показаниям НК толща хорошо распознается по геофизическим исследованиям скважин. Принято принимать подошву этой толщи за кровлю Тюменской свиты (ЮС2). В Тюменской свите начинается рост показаний нейтронного каротажа. В среднеюрских отложениях отсутствуют протяженные пласты глин и песчаников. Единственный пласт, который можно уверенно отследить – это ЮС8, в кровле которого присутствует углистая пачка небольшой мощности.

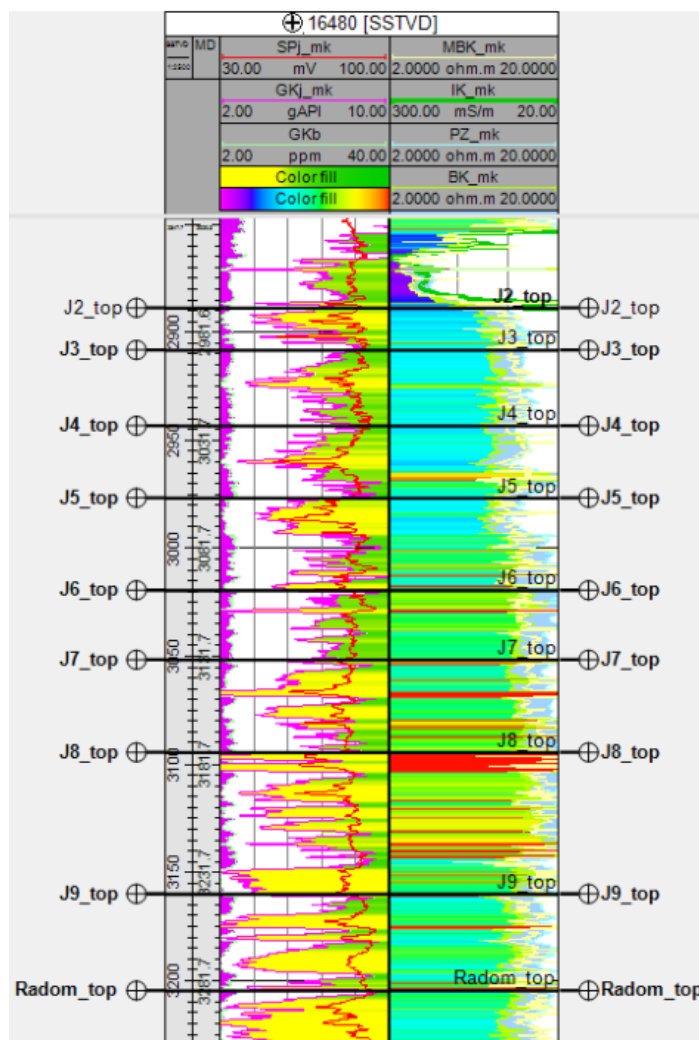


Рисунок 24 Пример каротажной характеристики Тюменской свиты в скважине 16480

Такое малое количество реперов затрудняет корреляцию пластов внутри свиты. Для корреляции Тюменской свиты в основном будут использованы три границы, прослеживаемые по скважинным материалам: кровля радомской пачки, углистая пачка в пласте ЮС8 и граница келловейской трансгрессии в пластах ЮС0-2.

В средней Юре уровень моря постоянно менялся, что вызывало изменение базиса эрозии рек. Понижение базиса эрозии вызывает возрастание скорости течения, и, следовательно, повышается размывающая сила водоёма и интенсивность переноса осадков; повышение базиса эрозии наоборот – уменьшается скорость течения, снижается размывающая сила водоёма и, соответственно, интенсивность переноса осадков. Из вышеизложенного можно сделать предположение, что литологическая неоднородность терригенных отложений связана с изменением относительного уровня моря (Зундэ Д.А., 2015). По кривым метода гамма-каротажа в совокупности с другими методами можно проследить промежутки трансгрессий и регрессий в разрезе Тюменской свиты.

Минимальные значения – в основном соответствуют песчаникам, а максимальные глинам.

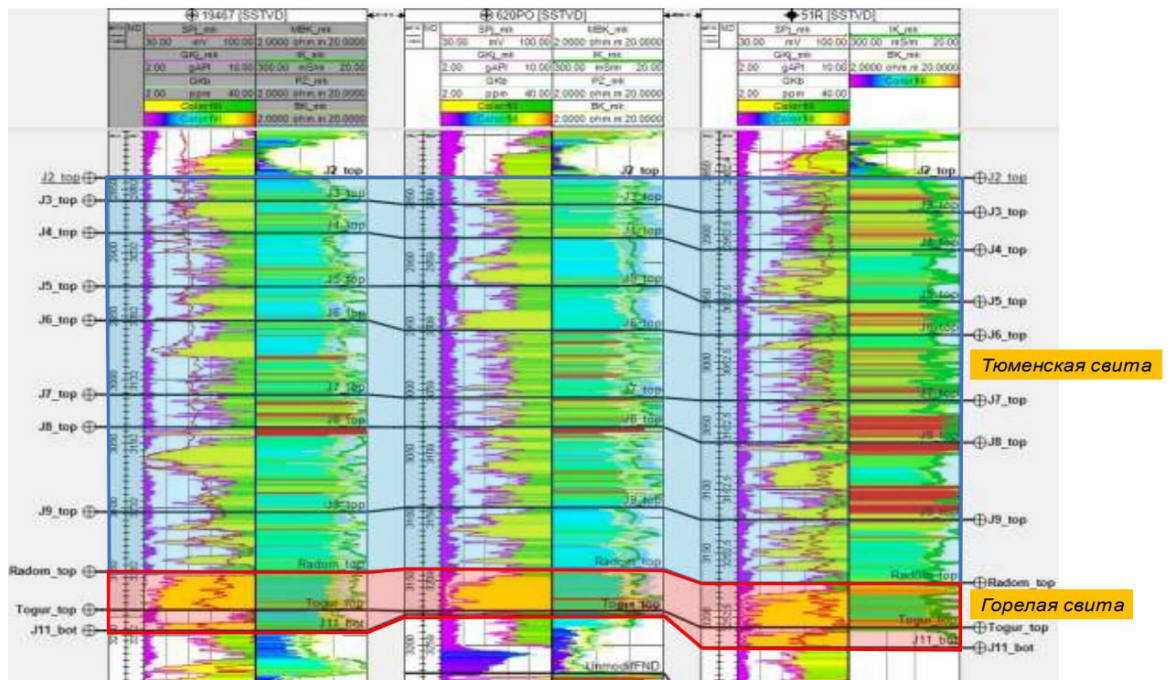


Рисунок 25 Основные элементы разреза нижней и средней юры

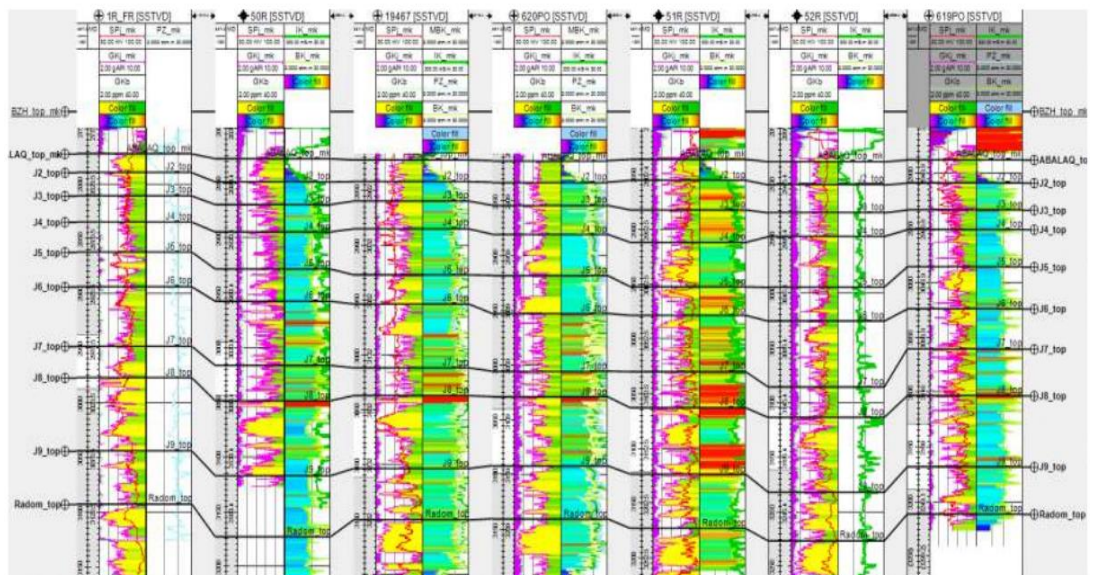


Рисунок 26 Схема корреляции нижнеюрских отложений по линии скважин 1R_FR-50R-19467-620PO-51R-52R-619PO

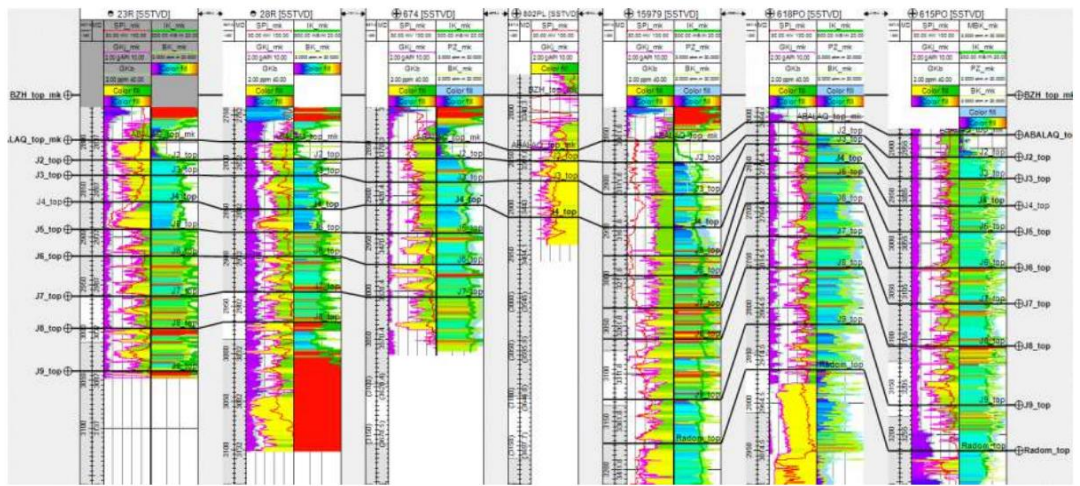


Рисунок 27 Схема корреляции нижнеюрских отложений по линии скважин 23R-28R-674-802PL-15979-618PO-615PO

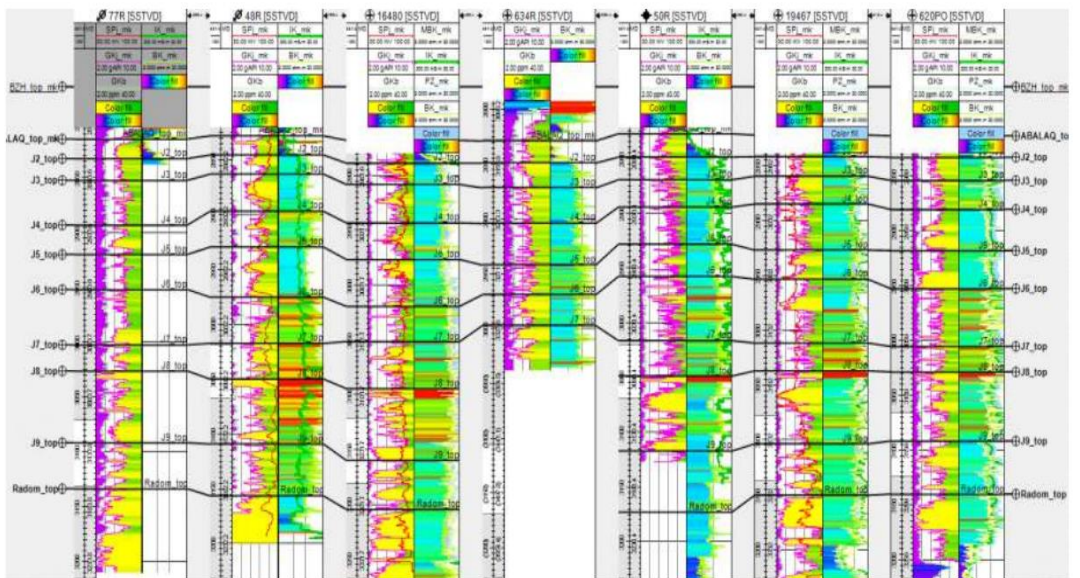


Рисунок 28 Схема корреляции нижнеюрских отложений по линии скважин 77R-48R-16480-634R-50R-19467-620PO

Заключение

В этой работе применение технологии eXchroma демонстрирует его преимущества над другими методами для детальной интерпретации сейсмических данных. С помощью этой технологии обработка таких геологических объектов, как палеоруслы, становится точнее из-за подчеркивания корреляционной связи амплитудных неоднородностей в сейсмических данных. На основании описания керна доказано, что ряд скважин вскрывают русловые отложения, из которых получают максимальные дебиты Тюменской нефти. Технология eXchroma в комплексе с морфометрическим анализом и скважинной информацией позволили выделить на участке исследования как неширокие палеоруслы, так и крупные палеоканалы, отложения которых являются коллекторами, а также определить их типы и откартировать большую часть.

Литература

1. Алексеев В. П., Федоров Ю. Н., Савенко В. А. Строение и корреляция отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) // Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2009. 227 с
2. Альтемиров, Д. В. Характеристика Приобского нефтяного месторождения // Молодой ученый. 2017. № 3 (137). С. 204-207
3. Бельшев Д. А. Опыт использования технологии eXchroma при прослеживании палеорусел // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики: сборник научных трудов. 2020. Вып. 3 (8). С. 51-55
4. Гаврилов С.С. Трехмерное геологическое моделирование природных резервуаров на основе литолого-фациального анализа (на примере юрских и нижнемеловых отложений Западной Сибири) // Дисс. канд. геол.-мин. наук. – М.: 2008.
5. Грачев С. И., Юдчиц В. В., Дручин В. С, Юнусов Р. Р. Особенности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти неоднородных коллекторов Тюменской свиты (на примере месторождений ООО «Лукойл-Западная Сибирь») // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 10. С. 192–201
6. Жуковская Е.А., Шпиндлер А.А. Эволюция речных систем нижней-средней юры Западной Сибири // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Материалы VIII Всероссийского совещания с международным участием. Онлайн-конференция, 7–10 сентября. 2020. С. 63-66
7. Зундэ Д. А., Попов И. П. Методика построения сиквенс-стратиграфической модели покурской свиты // Нефтепромысловое дело. 2015. № 5. С. 54-59
8. Кирзелёва О.Я., Кирьянова Т.Н., Фёдорова М.Д., Копёнкин Р.Ю., Кляжников Д.В., Смирнова О.В., Калугин А.А., Атанова О.В. Палеоруслы и палеореки в сейсмических данных (на примере продуктивного пласта ЮЗ-4 тюменской свиты одного из месторождений Западной Сибири) // Нефть. Газ. Новации. 2021. №4(245). С. 18-25
9. Коркин С. Е., Коркина Е.А. Аллювиальные фации в отложениях верхнего неоплейстоцена разреза "Кирьяс" // Гидросфера. Опасные процессы и явления. 2023. Том 5, Вып. 2. С. 129-137

10. Краснов Ф. В., Буторин А. В. Оптимизационная методика выбора частот для получения RGB-представления результатов спектральной декомпозиции // International journal of open information technologies. 2018. №11. С. 21-27
11. Кулбаева Д. Р., Сербяева А. Р., Сулейманов Э. Д. Фациальный анализ Тюменской свиты на основе комплексной интерпретации сейсмических и геофизических исследований с целью прогноза и повышения эффективности бурения на Чупальском лицензионном участке // Нефтегазовое дело. 2021. Том 19, № 1. С. 61-68
12. Левчук М.А. Раннеюрские палеореки Северо-Западной Сибири // Актуальные вопросы геологии и географии; Материалы научно-практической конференции, посвящённой 120-летию основания Томского государственного университета 1-4 апреля 1998 г. Томск, 1998. С. 98-102.
13. Малолетко А.М. Эволюция речных систем Западной Сибири в мезозое и кайнозое. - Томск: Томский государственный университет, 2008. - 288 с.
14. Ольнева Т. В., Жуковская Е.А., Орешкова М.Ю., Кузьмин Д.А. Диагностика морфогенетических типов палеоканалов на основе параметризации сейсмообразов // Геофизика. 2022. №2. С. 17-25
15. Ольнева Т. В., Жуковская Е.А. Способ прогнозирования морфометрических параметров русловых тел (палеоканалов) // Патентный документ. 2018.
16. Ольнева Т. В., Жуковская Е.А. Параметризация синусоидальности палеоканалов для фациальных реконструкций и объектного моделирования / Геофизика, 2017, N4, стр.41-46.
17. Ольнева Т. В., Орешкова М.Ю. Применение нейронных сетей для идентификации палеоканалов и генерации их концептуальных моделей // Нефтяное хозяйство. 2023. №12. С. 17-19
18. Рыкус М.В., Сулейманов Д.Д. Седиментологический контроль промысловых свойств терригенного коллектора тюменской свиты на западе Широкого Приобья // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 80–85
19. Милана Фёдорова, Оксана Кирзелёва, Олег Катаев, Евгения Ананьева, Юлия Осипова. Тюменская свита. Методология создания концептуальных геологических моделей // Oil&Gas Journal Russia. 2016, Ноябрь. С. 60-63
20. Чупикова С. А., Прудников С. Г., Чульдун А. Ф. Морфометрический анализ водосбора реки Серлиг-Хем (Тува) с использованием ГИС и ДДЗ // Вестник СГУГиТ. Том 28, №2, 2023. С. 76-88

21. Шиманский В.В., Танинская Н.В., Низяева И.С., Колпенская Н.Н., Васильев Н.Я., Шиманский С.В., Мясникова М.А., Зельцер В.Н., Нугуманова А.А., Грислина М.Н. Палеогеографические реконструкции юрских отложений Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №1.