

На правах рукописи



Калинин Александр Юрьевич

СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА,
СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕЙ ЮРЫ И НЕОКОМА
АЛЕКСАНДРОВСКОГО СВОДА И КОЛТОГОРСКОГО МЕГАПРОГИБА

25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
кандидата геолого-минералогических наук

Новосибирск – 2016

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН).

Научный руководитель:

Конторович Владимир Алексеевич

доктор геолого-минералогических наук, член-корреспондент РАН, доцент

Официальные оппоненты:

Шиманский Владимир Валентинович

доктор геолого-минералогических наук, Федеральное государственное унитарное научно-производственное предприятие «Геологоразведка» (г. Санкт-Петербург), директор;

Мельников Павел Николаевич

кандидат геолого-минералогических наук, Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (г. Москва), первый заместитель генерального директора.

Ведущая организация:

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (г. Томск).

Защита диссертации состоится 23 марта 2016 г. в 15 часов на заседании диссертационного совета Д 003.068.02 на базе Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), в конференц-зале.

Отзыв в двух экземплярах, оформленный в соответствии с требованиями Минобрнауки России (см. вклейку), просим направлять по адресу:

630090, г. Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3.

Факс: (383)330-28-07, 333-25-13.

E-mail: KostyrevaEA@ipgg.sbras.ru

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на официальном сайте ИНГГ СО РАН <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/education/committee/Kalinin2015>

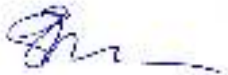
Автореферат разослан 10 февраля 2016 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета,

к. г.-м.н.

8(383)3309517



Е.А. Костырева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Объектом исследований являются верхнеюрские и неокомские отложения Александровского свода и Колтогорского мегапрогиба.

В административном плане **район исследований** расположен на северо-западе Томской области и в сопредельных районах Ханты-Мансийского автономного округа, на территории с хорошо развитой инфраструктурой (Рисунок 1, см. вкл.). Нефтепоисковые работы, проводимые в этом регионе с середины 50-х годов прошлого столетия, привели к открытию 14 месторождений, начальные геологические запасы нефти на которых превышают 700 млн т, 13 выявленных месторождений являются нефтяными и только Северное – нефтегазоконденсатным.

Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности на рассматриваемой территории являются верхнеюрские отложения, на долю которых в Александровском и Нюрольско-Колтогорском нефтегазоносных районах (НГР) приходится, соответственно, 60% и 41% начальных геологических ресурсов углеводородов. Верхнеюрские резервуары продуктивны на всех месторождениях, на 6 площадях промышленная нефтегазоносность связана с отложениями нижнего мела, на Вахском месторождении залежь нефти открыта также в среднеюрском горизонте Ю₃.

Вахское и Северное месторождения, открытые в 1965 г., по запасам относятся к категории крупных. Из открытий XXI века наиболее значимым является Даненберговское многопластовое месторождение, геологические запасы которого превышают 35 млн. т. В период с 1976 по 2014 гг. на расположенных в рассматриваемом районе месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК» добыто свыше 70 млн. т нефти.

Существенный вклад в изучение геологического строения этого региона и создание на северо-западе Томской области крупного центра нефтедобычи внесли представители научных и производственных организаций: В.Б. Белозеров, Н.А. Брылина, Ю.Л. Брылкин, М.А. Городников, Е.Е. Даненберг, Л.И. Егорова, С.В. Захаров, О.Г. Жеро, И.А. Иванов, В.А. Кондрашов, Н.И. Карапузов, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, В.М. Краснополов, Э.В. Кривошеев, В.П. Мангазеев, И.И. Нестеров, Н.Н. Ростовцев, И.Б. Санданов, В.И. Седунов, Л.В. Смирнов, А.А. Смыслов, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков, Н.Г. Рожок, В.М. Тищенко, Г.И. Тищенко, Р.В. Требс, Г.П. Худорожков, К.Я. Черкашина, Ю.А. Чикишев, В.Я. Шерихора, Б.Н. Шурыгин и др.

Исследуемая территория, площадь которой составляет 11100 км², достаточно хорошо изучена современными геофизическими методами, средняя плотность сейсмических профилей МОГТ составляет 1.27 км/км², плотность бурения – 0.018 скв/км² или 56.4 км²/скв.

Актуальность, степень разработанности.

На северо-западе Томской области и в сопредельных районах ХМАО добыча нефти ведется на протяжении пяти десятилетий. За эти годы залежи наиболее крупных Советского, Северного и Вахского месторождений в значительной мере истощены и поддержание уровней добычи и воспроизводства минерально-сырьевой базы этого региона требует ввода в разработку новых месторождений и подготовки к бурению новых нефтегазоперспективных объектов.

Учитывая высокую степень изученности региона, особую актуальность приобретает совершенствование методов поиска, разведки и подготовки к эксплуатации небольших по запасам месторождений, связанных с незначительными по размерам, часто сложнопостроенными ловушками углеводородов.

В настоящее время методические приемы интерпретации сейсмических материалов с целью прогнозирования геологического разреза и картирования неантиклинальных ловушек разрабатываются специалистами различных научных организаций. В то же время предлагаемые методики не являются универсальными и общепризнанными, а разрабатываемые подходы, как правило, нацелены на построение геологических моделей локальных объектов.

Предложенные в работе методические приемы построения сейсмогеологических моделей и оценки качества коллекторов адаптированы к геологическому строению исследуемой территории и позволили осуществить построение детальных, отвечающих современной степени изученности моделей геологического строения нефтегазоперспективных осадочных комплексов.

Построенные в рамках проведенных исследований модели геологического строения верхней юры и неокома, модели залежей углеводородов и неизученных бурением нефтегазоперспективных объектов, а также результаты оценки локализованных ресурсов углеводородов могут служить надежной основой для планирования геологоразведочного процесса с целью открытия новых месторождений, воспроизводства и наращивания минерально-сырьевой базы региона.

Разработанные в процессе проведенных исследований структурно-тектонические и сейсмогеологические критерии прогноза нефтегазоносности верхнеюрских и неокомских ловушек могут быть использованы в других, в том числе слабоизученных регионах Западной Сибири, имеющих сходное геологическое строение.

Цель исследования. С использованием классических и современных методических приемов выполнить комплексную интерпретацию материалов сейсморазведки, ГИС и глубокого бурения, разработать структурно-тектонические и сейсмофациальные критерии прогнозирования

геологического разреза, построить сейсмогеологические модели и выполнить оценку перспектив нефтегазонасыщенности верхней юры и неокома в зоне сочленения Александровского свода и Колтогорского мегапрогиба.

Научная задача. Выполнить структурно-тектонический анализ, определить основные этапы формирования структур и разрывных нарушений, оценить влияние пликативной и дизъюнктивной тектоники на нефтегазонасыщенность оксфордских и меловых резервуаров; разработать методические приёмы оценки качества коллекторов, построить детальные модели геологического строения верхней юры и неокома и оценить перспективы нефтегазонасыщенности локальных поднятий на Александровском своде и в Колтогорском мегапрогибе.

Этапы исследований.

1. Создание интерпретационного сейсмического проекта и банка стратиграфических разбивок реперных горизонтов, анализ временных сейсмических разрезов, построение набора структурных карт и карт изопахит сейсмогеологических мегакомплексов.

2. Структурно-тектонический анализ: выделение антиклинальных нефтегазоперспективных объектов, восстановление мезозойско-кайнозойской истории тектонического развития исследуемой территории, определение основных этапов формирования структур различных порядков.

3. Анализ дизъюнктивной тектоники, выделение разломов с дифференциацией их по времени формирования и глубине проникновения, составление схем разрывных нарушений для различных осадочных комплексов.

4. Комплексный анализ материалов сейсморазведки, ГИС и петрофизических исследований, построение набора корреляционных схем, формирование банка детальных попластовых стратиграфических разбивок верхнеюрских отложений и эффективных толщин песчаных пластов горизонта Ю₁.

5. Сейсмофациальный, динамический анализы, математическое моделирование волновых полей, разработка критериев прогнозирования геологического разреза и оценки качества коллекторов горизонта Ю₁ васюганской свиты, построение детальной сейсмогеологической модели верхней юры.

6. Анализ сейсмических материалов и ГИС, построение корреляционных схем, создание базы стратиграфических разбивок неокомских отложений, стратификация и картирование внутринеокомских отражающих горизонтов, построение модели геологического строения неокомских отложений.

7. Комплексный анализ полученных материалов и результатов испытаний, разработка структурно-тектонических и сейсмогеологических

критериев нефтегазоносности пластов Ю₁¹⁻², Ю₁³⁻⁴ горизонта Ю₁ васюганской свиты и неокомских песчаных резервуаров.

8. Построение моделей верхнеюрских и неокомских залежей углеводородов, оценка перспектив нефтегазоносности неизученных бурением объектов.

Защищаемые положения.

1. Формирование в рельефе кровли юры Колтогорского мегапрогиба и Александровского свода – крупных структур I порядка, отвечающих областям генерации и аккумуляции углеводородов, связано с кайнозойскими тектоническими движениями; образование локальных положительных структур III-IV порядков – ловушек для залежей углеводородов происходило, главным образом, в берриас-барреме.

2. В Колтогорском и Александровском НГР коллекторские свойства песчаных пластов горизонта Ю₁ определяются палеоструктурными и палеогеографическими условиями их формирования. Резервуары подугольной пачки распространены повсеместно; песчаные пласты-коллекторы надугольной пачки замещаются непроницаемыми алевролитоглинистыми разностями в направлении палеодепрессий и присводовых частей контрастных палеоподнятий.

3. В Александровском нефтегазоносном районе верхнеюрские залежи углеводородов связаны, главным образом, с песчаными пластами Ю₁¹⁻² надугольной пачки горизонта Ю₁, контролируются антиклинальными структурами и осложнены зонами литологического замещения коллекторов. Песчаные пласты Ю₁³⁻⁴ продуктивны только в случае, когда толщина отложений, отделяющих их от нефтепроизводящих пород баженовской свиты, не превышает 20-25 м и залежи подугольного резервуара являются чисто структурными.

4. Наиболее перспективными для формирования многопластовых залежей углеводородов в неокомских отложениях являются антиклинальные структуры, осложнённые кайнозойскими проводящими разломами - каналами для миграции углеводородов из нефтематеринских пород баженовской свиты в нижнемеловые песчаные резервуары.

Фактический материал. В основу диссертации положены результаты исследований, полученные автором в процессе работ, выполнявшихся в ИНГГ СО РАН в рамках программ НИР СО РАН, проектов РФФИ, а также при реализации проектов, выполнявшихся по заказам Администрации Томской области, нефтяных и газовых компаний.

В работе проанализированы данные по 490 сейсмическим профилям МОГТ общей протяжённостью свыше 12 тыс. км, куб 3D сейсморазведки по Конторовичскому месторождению, данные сейсмокаротажных исследований и ВСП по 15 скважинам, материалы ГИС (геофизические исследования

скважин) и результаты испытаний по 179 скважинам, пробуренным в период с 1959 по 2013 гг.

Теоретические основы решения поставленной задачи, методы исследования.

Комплексная интерпретация геолого-геофизических материалов базировалась на основных методических приёмах сейсмостратиграфического анализа, опубликованных в монографии «Сейсмическая стратиграфия» под редакцией П. Вейла, М. Митчема. На территории Западной Сибири сейсмостратиграфические подходы реализовывались и совершенствовались в работах Р.М. Бембеля, В.Б. Белозерова, Г.Н. Гогоненкова, А.Ф. Глебова, В.А. Конторовича, Н.Я. Кунина, О.М. Мкртчяна, А.А. Нежданова, Д.И. Рудницкой, В.С. Соседкова, Л.Л. Трусова, И.Л. Цибулина, А.Е. Шлезингера и др.

Анализ структурно-тектонических особенностей исследуемой территории опирался на фундаментальные разработки российских геологов, опубликованные в работах В.В. Белоусова, Р.Г. Гарецкого, Ф.Г. Гурари, В.Д. Наливкина, М.Я. Рудкевича, В.С. Старосельцева, В.Е. Хаина, А.Л. Яншина и др.

Палеоструктурный (палеотектонический) анализ – анализ истории тектонического развития региона в мезозое и кайнозое был выполнен с использованием «метода мощностей», разработанного Н.С. Шатским, и в дальнейшем развивавшемся В.В. Белоусовым, Р.Г. Гарецким, В.Б. Нейманом, К.А. Машковичем, Н.Н. Форшем, В.Е. Хаиным, А.Л. Яншиным и др.

Интерпретация материалов ГИС выполнялась с использованием классических методических приёмов, опубликованных в работах В.А. Дахнова, С.С. Итенберга, В.С. Муромцева и др.

Основу оценки перспектив нефтегазоносности различных осадочных комплексов Александровского и Нюрольско-Колтогорского НГР составляла осадочно-миграционная теория нефтидогенеза и современные методы количественной оценки ресурсов нефти и газа, которые разрабатывались и совершенствовались в работах М.Д. Белонина, Л.М. Бурштейна, Н.И. Буялова, Н.Б. Вассоевича, В.С. Вышемирского, М.Ф. Двали, В.И. Демина, Г.Х. Дикенштейна, М.К. Калинин, А.Э. Конторовича, С.П. Максимова, В.Д. Наливкина, С.Г. Неручева, И.И. Нестерова, В.В. Семеновича, А.А. Трофимука, В.И. Шпильмана и др.

Научная новизна.

Комплексное обобщение геолого-геофизической информации по зоне сочленения Александровского свода и Колтогорского мегапрогиба с переинтерпретацией всех сейсморазведочных материалов МОГТ, полученных в 1979-2011 гг., и данных бурения за период с 1959 по 2013 гг. выполнено впервые.

Построен набор структурных карт и карт изопахит сейсмогеологических мегакомплексов, а также детальные сейсмогеологические модели верхней юры и неокома, отвечающие современной стадии изученности региона.

На современном информационном и технологическом уровне с использованием новейших научных разработок выполнен структурно-тектонический анализ, определены основные этапы формирования структур различных порядков, выделены разрывные нарушения и проанализирована связь дизъюнктивной и пликативной тектоники с нефтегазоносностью верхнеюрских и неокомских резервуаров.

Применительно к исследуемой территории впервые разработаны критерии нефтегазоносности песчаных пластов подугольной и надугольной пачек горизонта Ю₁ и неокомских ловушек:

- сделан вывод о том, что песчаные пласты Ю₁¹⁻² замещаются непроницаемыми разностями в направлении депрессионных зон и сводовых частей контрастных положительных структур, а регионально развитые пласты Ю₁³⁻⁴ могут представлять интерес в отношении нефтегазоносности только в зонах, где толщина отложений междугольной и надугольной пачек не превышает 20-25 м;

- показано, что перспективы нефтегазоносности нижнего мела, в первую очередь, связаны с антиклинальными ловушками, получившими развитие в структурных планах внутринеокомских горизонтов и осложнёнными молодыми кайнозойскими разломами, секущими весь мезозойско-кайнозойский осадочный чехол.

Степень достоверности научных результатов обеспечивается:

- квалифицированным применением современных методов интерпретации геолого-геофизических материалов, опирающихся на классические и новейшие методические приемы структурно-тектонического, палеотектонического, сейсмофациального анализа; использованием современных интерпретационно-обрабатывающих пакетов, комплексностью выполненных исследований;

- большим объемом использованных фактических материалов, полученных за полувековую историю изучения исследуемого региона: временные сейсмические разрезы, материалы ГИС и глубокого бурения, результаты испытаний скважин, данные сейсмокаротажных исследований и вертикального сейсмического профилирования.

Теоретическая и практическая значимость, реализация работы.

Предложенные в диссертации методические приёмы выделения на временных разрезах, трассирования по площади и дифференциации по времени формирования разрывных нарушений могут быть применены при решении задач структурно-тектонического анализа в различных осадочных бассейнах.

Разработанные в процессе проведённых исследований критерии нефтегазоносности песчаных пластов горизонта Ю₁ и неокомских резервуаров имеют региональное значение и могут быть использованы на территории всего Западно-Сибирского бассейна.

Методические приёмы прогнозирования геологического разреза верхней юры и оценки качества коллекторов песчаных пластов горизонта Ю₁, основанные на комплексном анализе сейсмофаций, спектрально-амплитудных характеристик сейсмической записи и двумерном математическом моделировании волновых полей, могут быть использованы на территории Западно-Сибирской провинции, в зоне распространения васюганской свиты.

Модели залежей углеводородов Александровского НГР могут представлять интерес при пересчёте запасов и для создания проектов их разведки и разработки.

Модели геологического строения верхней юры и неокома и выполненная оценка перспектив нефтегазоносности новых, неизученных бурением объектов могут служить основой для разработки программы нефтепоисковых геологоразведочных работ с целью открытия новых месторождений и воспроизводства минерально-сырьевой базы на северо-западе Томской области.

Апробация работы. Основные результаты проведённых исследований освещены в 34 публикациях: 3 статьи в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК, 9 статей в рецензируемых изданиях, 22 статьи в сборниках материалов и тезисов конференций разного ранга: Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2007, 2008); IX Всероссийская научная конференция студентов, аспирантов и молодых специалистов «Геологи XXI века» (Саратов, 2008); Всероссийская научная конференция с участием иностранных ученых «Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности» (Тюмень, 2008); SPE Российская нефтегазовая конференция и выставка – 2008 (Москва, 2008); IV Сибирская международная конференция молодых ученых по наукам о Земле (Новосибирск, 2008); VI Международный молодежный нефтегазовый форум SPE (Алматы, Казахстан, 2009); II Международная научно-практическая конференция молодых учёных и специалистов памяти академика А.П. Карпинского (Санкт-Петербург, 2011); Международная студенческая геологическая конференция 2013 (Брно, Чешская Республика, 2013); Международный научный конгресс «ГЕО-Сибирь» (Новосибирск, 2013, 2014, 2015); Всероссийская молодёжная научная конференция с участием иностранных учёных «Трофимукровские чтения» (Новосибирск, 2007, 2008, 2011, 2013, 2015); 76-я ЕАГЕ Конференция и выставка 2014

(Амстердам, Нидерланды, 2014); Международная научно-практическая конференция «Геомодель» (Геленджик, 2014, 2015).

Структура работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения и содержит список литературы из 100 наименований. Общий объём диссертации 200 страниц текста, включая 75 рисунков и 6 таблиц.

Автор выражает глубокую благодарность и признательность за ценные советы и помощь академику А.Э. Конторовичу, кандидатам геолого-минералогических наук: И.А. Губину, М.О. Захряминой, Л.М. Калининой, В.В. Лапковскому, М.В. Соловьеву, Ю.Ф. Филиппову, а также сотрудникам ИНГГ СО РАН: Д.В. Аюновой, К.И. Канаковой, М.С. Канакову, А.Г. Кузнецовой, Н.Б. Сараевой, Е.С. Суриковой. Особую благодарность автор выражает своему научному руководителю, чл.-корр. РАН, доктору геолого-минералогических наук В.А. Конторовичу.

ОСНОВНЫЕ ЗАЩИЩАЕМЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ

1. Формирование в рельефе кровли юры Колтогорского мегапрогиба и Александровского свода - крупных структур I порядка, отвечающих областям генерации и аккумуляции углеводородов, связано с кайнозойскими тектоническими движениями; образование локальных положительных структур III-IV порядков – ловушек для залежей углеводородов происходило, главным образом, в берриас-барреме.

Комплексная интерпретация материалов сейсморазведки, ГИС и глубокого бурения базировалась на основных принципах сейсмостратиграфии. Анализ сейсмогеологических данных позволил выделить в осадочном чехле рассматриваемого региона 4 опорных отражающих сейсмических горизонта – Ф₂ – подошва юры, П^а –баженовская свита, Ш – кошайская пачка, IV – кузнецовская свита. Эти сейсмические реперы формируются на регионально-развитых глинистых пачках, получивших распространение на большей части Западно-Сибирского бассейна, и контролируют сейсмогеологические мегакомплексы, по объёму совпадающие с осадочными мегакомплексами: юрский, берриас-нижнеаптский (неокомский), апт-туронский и коньяк-кайнозойский (посттуронский) (Рисунок 2) [Конторович, 2002]. В процессе выполнения работы осуществлена корреляция отражающих горизонтов, создана серия региональных сейсмогеологических разрезов и палеоразрезов, построены наборы структурных карт и карт изопахит сейсмогеологических мегакомплексов, выполнен структурный и палеоструктурный анализ.

Структурно-тектоническая характеристика. Анализ структурных карт по подошве и кровле юры свидетельствует о том, что в рельефах этих поверхностей выделяются структуры I порядка Колтогорский мегапрогиб и Александровский свод. Центральную часть Александровского свода занимает положительная структура II порядка - Трайгородский мезовал, осложнённый

Охтеурским, Криволуцким валами и Вахским куполовидным поднятием (КП), которые в рельефе кровли юры расположены на одном гипсометрическом уровне. Относительно Трайгородского мезовала наблюдается региональное погружение территории на запад в направлении Колтогорского мегапрогиба и на юго-восток – в направлении Усть-Тымской мегавпадины (Рисунок 3А).

В структурных планах кровли и подошвы юры выделяется большое количество локальных структур, осложняющих Трайгородский мезовал и западный склон Александровского свода. В Колтогорском мегапрогибе, который представляет собой контрастную линейную депрессию, выделяется всего два небольших локальных поднятия.

В структурных поверхностях меловых горизонтов также получили развитие крупные тектонические элементы I порядка, которые несколько теряют в контрастности. В рельефе кровли неокома Колтогорский мегапрогиб практически не меняет своих очертаний, а Александровский свод уменьшается в размерах и приобретает вытянутую в северном направлении форму - трансформируется в мегавал.

В структурных планах кровли берриас-нижнеаптского и апт-туронского мегакомплексов Трайгородский мезовал продолжает существовать в качестве замкнутой положительной структуры и при этом практически не меняет своих размеров и очертаний. В то же время взаимоотношение входящих в его состав тектонических элементов становится принципиально иным. В рельефе кровли неокома южная часть Трайгородского мезовала существенно погружается относительно северной и Охтеурский вал значительно возвышается над Криволуцким. В рельефе кровли апт-туронского мегакомплекса Криволуцкий вал в качестве замкнутого положительного тектонического элемента перестает существовать, в то же время на севере Трайгородского мезовала формируется крупная замкнутая положительная структура, охватывающая Охтеурский вал, Вахское поднятие и зону, которая в рельефе кровли юры относилась к северной части Криволуцкого вала (Рисунок 3Б).

В рассматриваемом районе вверх по разрезу существенно падает контрастность рельефа и в структурных планах меловых горизонтов значительно уменьшается количество локальных поднятий. В рельефе кровли неокома получило развитие 55 % локальных поднятий, выделенных структурном плане кровли юры, в рельефе кровли турона – 43 %.

История тектонического развития. Восстановление истории тектонического развития выполнялось с использованием «метода мощностей», который основан на анализе изменения толщин мегакомплексов по площади.

Анализ карты изопахит юрских отложений позволил сделать вывод о том, что в волжском палеорельефе доюрского основания эпицентр прогибания исследуемой территории располагался значительно восточнее современной оси Колтогорского мегапрогиба. На этом этапе тенденцию к интенсивному

росту испытывал Криволуцкий гранитный эрозионно-тектонический выступ фундамента и расположенная к западу от него Чапаевско-Полуденно-Обская зона. Расположенные на севере Александровского свода Охтеурский вал и Вахское поднятие в юре располагались на северном склоне крупной положительной структуры и развивались менее интенсивно. На этом этапе развития тенденцию к относительному росту также испытывали практически все незначительные по размерам монолитные эрозионно-тектонические выступы фундамента, над которыми были сформированы локальные поднятия. Юрский этап развития сопровождался формированием непротяженных разнонаправленных разрывных нарушений, большая часть которых затухает в базальных горизонтах чехла (Рисунок 5А). Анализ распределения толщин неокомских отложений позволяет отметить, что в берриас-раннем апте происходило региональное погружение северной части рассматриваемой территории относительно южной. Современные крупные тектонические элементы в это время не формировались, Криволуцкий вал продолжал интенсивно развиваться, а Охтеурский вал, напротив оказался в области интенсивного прогибания. В тоже время неокоме было практически сформировано Вахское куполовидное поднятие, а также происходил процесс унаследованного роста небольших по размеру блоков фундамента, над которыми в рельефе кровли юры были сформированы локальные поднятия. Интенсивный рост Криволуцкого вала, происходивший в неокоме, сопровождался формированием большого количества разломов широтного и меридионального простирания (Рисунок 5Б).

В апт-туронское время на исследуемой территории тектоническая активность была низкой; Александровский свод, Колтогорский мегапрогиб, Вахское КП и локальные поднятия развивались вяло. В тоже время на этом этапе эпицентр прогибания территории начал смещаться на запад, тенденцию к росту продолжал испытывать Криволуцкий вал и начал формироваться Охтеурский вал.

Посттуронские тектонические процессы оказали доминирующее влияние на современное строение тектонических элементов I порядка. На этом этапе в структурных планах всех мезозойско-кайнозойских отражающих горизонтов произошло формирование линейной Колтогорской надрифтовой депрессии и расположенных к западу и востоку от Нижневартовского и Александровского сводов (Рисунок 4). На этом фоне в структурных планах всех мезозойских стратиграфических уровней произошло формирование Охтеурского вала и осложняющего его одноименного куполовидного поднятия. Криволуцкий вал, Вахское КП а также локальные положительные структуры в это время не испытывали тенденцию к росту.

Этап посттуронской тектонической активизации предопределил формирование проникающих в кайнозой, протяженных, ориентированных параллельно оси Колтогорского мегапрогиба разломов северо-северо-

восточного простирания. Кайнозойскими разломами интенсивно разбит Охтеурский вал и расположенные на западном склоне Александровского свода Южно-Александровское, Обское, Полуденное, Макарьевское и др. локальные поднятия (Рисунок 5В, рисунок 6).

2. В Колтогорском и Александровском НГР коллекторские свойства песчаных пластов горизонта Ю₁ определяются палеоструктурными и палеогеографическими условиями их формирования. Резервуары подугольной пачки распространены повсеместно; песчаные пласты-коллекторы надугольной пачки замещаются непроницаемыми алевролито-глинистыми разностями в направлении палеодепрессий и присводовых частей контрастных палеоподнятий.

На юго-востоке Западной Сибири наиболее перспективный в отношении нефтегазоносности келловей-волжский (верхнеюрский) комплекс представлен васюганской, георгиевской и баженовской свитами [Решение..., 2004].

В составе васюганской свиты выделены ниже- и верхневасюганская подсвиты. Нижняя подсвита представлена преимущественно глинистыми разностями, верхняя – переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями углей. Верхневасюганская подсвита разделена на подугольную (регрессивную) и надугольную (трансгрессивную) пачки между которыми залегает континентальная углисто-глинистая межугольная толща [Шурыгин и др., 1999]. Совокупность песчаных пластов Ю₁¹⁻² надугольной пачки и Ю₁³⁻⁴ подугольной пачки формируют горизонт Ю₁, в котором сконцентрированы основные запасы и ресурсы нефти в рассматриваемом регионе.

Представленная глинисто-кремнисто-карбонатными породами баженовская свита, являющаяся в исследуемом регионе основной нефтепроизводящей формацией, и маломощная (< 5м) толща аргиллитов георгиевской свиты выполняют роль регионального флюидоупора для залежей углеводородов в песчаных пластах горизонта Ю₁.

Для подугольных песчаных пластов Ю₁³⁻⁴ характерно широкое развитие коллекторов, которые обладают достаточно большой толщиной и прослеживаются на значительных расстояниях. Песчаные пласты Ю₁¹⁻² надугольной пачки, напротив, характеризуются литологической неоднородностью, фациальной изменчивостью и нестабильностью мощностей. Эти обстоятельства, в значительной мере предопределили и строение залежей углеводородов надугольного и подугольного резервуаров. Анализ геолого-геофизических материалов по юго-востоку Западной Сибири показал, что более 99% открытых на этой территории верхнеюрских залежей приурочены к антиклинальным ловушкам. При этом залежи надугольного

резервуара в большинстве случаев осложнены зонами литологического замещения коллекторов, а залежи в песчаных пластах подугольной пачки, как правило, являются чисто структурными.

В рамках проведённых исследований по всем скважинам рассматриваемого района была построена серия корреляционных схем верхней юры, на которых скважины расположены по мере уменьшения толщин надугольной пачки, верхневасюганской подсвиты и васюганской свиты в целом - с учетом палеоструктурных (палеогеографических) особенностей от более погруженных к менее погруженным частям оксфордского палеобассейна. Анализ материалов ГИС показал, что проницаемые песчаные пласты Ю₁³⁻⁴ подугольной пачки, способные концентрировать залежи нефти, получили на исследуемой территории плащеобразное распространение, при этом эффективные толщины коллекторов уменьшаются в пределах Криволуцкого вала, расположенного в наиболее приподнятой части Александровского свода и в Колтогорском мегапрогибе.

Песчаные пласты надугольной пачки, обладающие улучшенными коллекторскими свойствами, в региональном плане распространены на западном склоне Александровского свода; в направлении наиболее приподнятых и наиболее погруженных участков палеорельефа эти резервуары замещаются непроницаемыми алевролитоглинистыми разностями (Рисунок 7). В пределах зоны распространения надугольных коллекторов уменьшение эффективных толщин песчаных пластов Ю₁¹⁻² отмечается в присводовых частях локальных положительных палеоструктур, которые интенсивно развивались в юре. Такая ситуация имеет место на Кондаковской, Чебачьей площадях, расположенных в пределах Криволуцкого вала, а также на Чапаевском, Макарьевском, Полуденном и др. поднятиях, осложняющих западный склон Александровского свода. Песчаные пласты надугольной пачки, обладающие улучшенными коллекторскими свойствами, получили распространения на Вахской и Охтеурской и др. площадях, которые в оксфорде располагались в условиях палеосклонов.

В рамках поведенных исследований на базе статистического анализа результатов интерпретации материалов ГИС и математического моделирования волновых полей был разработан комплекс структурно-тектонических и сейсмогеологических критериев оценки эффективных толщин песчаных пластов надугольной и подугольной пачек горизонта Ю₁:

- анализ данных ГИС позволил сделать вывод о том, что по мере увеличения толщины верхневасюганской подсвиты эффективные толщины песчаных пластов надугольной пачки горизонта Ю₁ сначала возрастают, а затем начинают резко снижаться вплоть до полного замещения коллекторов непроницаемыми разностями; аналогичные зависимости имеют место для песчаных пластов Ю₁³⁻⁴ подугольной пачки и горизонта Ю₁ в целом (Рисунок

8). Такое поведение коллекторов горизонта Ю₁ отвечает модели формирования осадков вблизи береговой линии.

- результаты математического моделирования волновых полей показали, что изменение толщины надугольной пачки и верхневасюганской подсвиты находит отражение в характере волнового поля, распределении динамических характеристик сейсмической записи, а также в длительности различных фаз волнового пакета П^а.

Разработанные с использованием математического моделирования критерии прогноза были использованы для расчета карт динамических характеристик и карт ΔТ между отдельными фазами волнового пакета П^а, которые по регрессионным зависимостям были трансформированы в прогнозные карты эффективных толщин песчаных пластов подугольной и надугольной пачек горизонта Ю₁.

3. В Александровском нефтегазоносном районе верхнеюрские залежи углеводородов связаны, главным образом, с песчаными пластами Ю₁¹⁻² надугольной пачки горизонта Ю₁, контролируются антиклинальными структурами и осложнены зонами литологического замещения коллекторов. Песчаные пласты Ю₁³⁻⁴ продуктивны только в случае, когда толщина отложений, отделяющих их от нефтепроизводящих пород баженовской свиты, не превышает 20-25 м и залежи подугольного резервуара являются чисто структурными.

Наличие в разрезе верхней юры песчаных пластов горизонта Ю₁, слагающих разрез верхневасюганской подсвиты, и перекрывающих глинисто-кремнистых пород баженовской свиты, которая является основной нефтепроизводящей толщей на территории Западной Сибири и одновременно выполняет роль регионального флюидоупора, создает благоприятные условия для формирования нефтегазоперспективных объектов и залежей углеводородов.

В юго-восточных районах Западной Сибири большинство верхнеюрских месторождений сконцентрировано в песчаных пластах Ю₁¹⁻² надугольной пачки, залежи в песчаных пластах Ю₁³⁻⁴ подугольной пачки развиты менее широко и существенно уступают по запасам [Конторович и др, 2011]. На исследуемой территории с пластами Ю₁¹⁻² связано 17 нефтяных залежей, с пластами Ю₁³⁻⁴ – 9 залежей.

Результаты геохимических исследований углеводородов-биомаркеров однозначно свидетельствуют о том, что источником нефтяных залежей в отложениях горизонта Ю₁ являются кремнисто-глинисто-карбонатные породы баженовской свиты [Конторович и др., 1991]. Мигрируя из баженовской свиты в нижележащие песчаные резервуары, углеводороды сначала заполняют надугольные и лишь затем подугольные песчаные пласты. Фактором, неблагоприятным для формирования залежей углеводородов в

песчаных пластах Ю₁³⁻⁴, также является то, что подугольный и надугольный резервуары разделены достаточно мощной (до 20-30 м) межугольной пачкой, которая часто представлена глинистыми разностями и является препятствием (флюидоупором) на пути миграции углеводородов в подугольные песчаные пласты.

В целом, анализ геолого-геофизических материалов свидетельствует о том, что чем больше мощность толщи, отделяющей подугольные резервуары от баженовской свиты, тем меньше вероятность их продуктивности. На исследуемой территории притоки нефти на месторождениях, где продуктивны подугольные песчаники, суммарная мощность отложений георгиевской свиты, межугольной и надугольной пачек, залегающих между песчаными пластами Ю₁³⁻⁴ и нефтепроизводящими породами баженовской свиты, не превышает 20-25 м: на Полуденной и Чапаевской - 8-15 м; Горстовой, Проточной площадях и в Трайгородско-Кондаковской зоне - 12-18 м, на Вахском месторождении 15-25 м.

В рамках проведенных исследований построена карта толщин отложений, залегающих между баженовской свитой и подугольной пачкой, и в качестве зоны, перспективной для формирования залежей углеводородов в песчаных пластах Ю₁³⁻⁴, выбрана территория, в пределах которой мощность этих отложений не превышает 25 м.

На завершающей стадии этого этапа исследований на базе комплексного анализа структурных карт по кровлям подугольного и надугольного резервуаров, карты изопакит отложений, залегающих между подугольной пачкой и баженовской свитой, карт эффективных толщин песчаных пластов Ю₁¹⁻² и Ю₁³⁻⁴ и карты дизъюнктивной тектоники были построены прогнозные карты перспектив нефтегазоносности подугольного и надугольного резервуаров, модели залежей углеводородов и выполнена оценка локализованных ресурсов неизученных бурением объектов (Рисунок 9). На исследуемой территории локализованные извлекаемые ресурсы нефти горизонта Ю₁ составляют 85,5 млн т, в том числе надугольного резервуара – 32,8 млн т, подугольного резервуара – 52,7 млн т.

4. Наиболее перспективными для формирования многопластовых залежей углеводородов в неокомских отложениях являются антиклинальные структуры, осложнённые кайнозойскими проводящими разломами - каналами для миграции углеводородов из нефтематеринских пород баженовской свиты в нижнемеловые песчаные резервуары.

На территории Западной Сибири неокомский (берриас-нижнеаптский) комплекс является наиболее перспективным в отношении нефтеносности. В то же время в юго-восточных районах Западно-Сибирской геосинеклизы неокомские отложения по потенциалу значительно уступают верхнеюрским.

В этом регионе в отложениях нижнего мела открыто 15 месторождений, из которых 7 расположены на рассматриваемой в работе территории: Северное, Даненбергское, Южно-Охтеурское, Конторовичское, Сокновское, Приграничное и Григорьевское.

В Западно-Сибирской геосинеклизе строение неокомского комплекса определяется процессом интенсивного недокомпенсированного прогибания центральной части бассейна, имевшего место в волжском веке. Нижняя часть неокома имеет клиноформное строение, верхняя – квазигоризонтальное. В соответствии с этим, в разрезе неокома, как правило, выделяют клиноформный и шельфовый комплексы пород [Сейсмогеологическая характеристика..., 1987]. Клиноформная часть неокома отображается на временных разрезах серией косослоистых отражающих горизонтов, последовательно приближающихся к горизонту Б, приуроченному к кровле юры, шельфовая – серией горизонтов, квазипараллельных горизонту М, формирующемуся на кошайской глинистой пачке, которая является региональным флюидоупором для неокомских залежей (Рисунок 10).

На исследуемой территории клиноформный комплекс представлен куломзинской и тарской свитами, шельфовый комплекс – вартовской и ванденской свитами. В разрезе неокома выделяется более двух десятков пластов групп А и Б, являющихся потенциальными резервуарами для залежей углеводородов (Рисунок 11).

Анализ материалов ГИС показал, что в рассматриваемом районе строение неокомской части разреза на продуктивных и водоносных объектах не имеет принципиальных отличий.

Остановимся на сравнительной характеристике Криволуцкого и Охтеурского валов, которые являются ключевыми нефтеносными структурами Александровского свода. Анализ корреляционных схем показал, что неокомский комплекс пород на этих объектах имеет аналогичное строение, в рельефе кровли юры и неокома эти структуры занимают одинаковое гипсометрическое положение и обе разбиты многочисленными разрывными нарушениями, секущими юру. В то же время нефтегазонасность этих объектов принципиально различна. На Охтеурском валу открыто Северное многопластовое месторождение, основные запасы которого сконцентрированы в неокомских песчаных пластах; к Криволуцкому валу приурочена Трайгородско-Кондаковская нефтяная залежь, сконцентрированная в оксфордских песчаных пластах горизонта Ю₁, а неокомские резервуары водоносны.

Принципиальное отличие этих структур связано с историей их формирования. Выше было показано, что Криволуцкий вал интенсивно развивался в неокоме и был полностью сформирован к туронскому веку. Структура разбита многочисленными разломами, секущими баженовскую свиту и затухающими в мелу. Охтеурский вал не испытывал тенденцию к

росту в юре и берриас-туроне и был сформирован, благодаря посттуронским, в первую очередь, кайнозойским тектоническим движениям. Структура интенсивно разбита разрывными нарушениями, секущими практически весь осадочный чехол и затухающими в кайнозое (см. рисунок 5B) [Конторович и др., 2014, Kalinin, 2014].

На исследуемой территории нефтепроизводящие породы баженовской свиты перекрыты 200-250 метровой толщей глин куломзинской свиты, которые являются мощным флюидоупором и препятствуют миграции углеводородов в неокомские песчаные резервуары.

Берриас-аптские разломы были сформированы на этапе, когда баженовская свита залегала на небольших глубинах. До момента, когда эта толща оказалась в главной зоне нефтеобразования такие разломы «залечивались», не являлись проводящими и могли выполнять только роль тектонических экранов. Именно такая ситуация имеет место на Криволуцком валу, где залежи нефти в песчаных пластах горизонта Ю₁ на юге контролируются тектоническим экраном – неокомским разломом широтного простирания (см. рисунок 9).

Наличие мощного куломзинского флюидоупора предопределяет отсутствие других каналов для перетоков углеводородов в неокомские резервуары и способствует формированию нефтяных залежей в подстилающих песчаных пластах горизонта Ю₁.

Время формирования кайнозойских разломов совпало с моментом, когда отложения баженовской свиты уже длительное время находились в главной зоне нефтеобразования и интенсивность эмиграции углеводородов достигла максимума [Геология нефти..., 1975]. Именно эти разрывные нарушения служили каналами для миграции углеводородов вверх по разрезу и предопределили нефтегазоносность меловых отложений на Северном месторождении, Приграничном и Григорьевском месторождениях, расположенных в пределах Охтеурского вала. Отметим, что на юго-востоке Западной Сибири и, в частности, на Александровском своде все структуры, контролирующие неокомские залежи углеводородов, осложнены молодыми разломами, проникающими в кайнозой.

На рисунке 12 приведены качественные модели формирования залежей углеводородов в верхней юре и неокоме.

Анализ построенной в процессе проведенных исследований карты дизъюнктивной тектоники, на которой разломы дифференцированы по времени формирования и глубине проникновения, и структурных поверхностей неокомских горизонтов показал, что на исследуемой территории наибольший интерес в отношении нефтегазоносности неокома представляют Южно-Александровская, Обская, Соконворская структуры и поднятия Охтеурского вала, на которых неокомские залежи уже открыты, а также Проточное, Северо-Проточное, Александровское, Северо-

Александровское, Северо-Соконворское, Макарьевское, Полуденное и др. локальные поднятия, расположенные на западном склоне Александровского свода (Рисунок 13). Суммарные извлекаемые ресурсы нефти категории С₃ неокомских объектов составляют 236,5 млн т.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящая диссертация посвящена анализу перспектив нефтегазоносности верхней юры и неокома Александровского и северной части Нюрольско-Колтогорского нефтегазоносных районов, которые в административном отношении расположены на северо-западе Томской области и в сопредельных районах ХМАО.

При реализации диссертационной работы решалась научная задача: выполнить структурно-тектонический анализ, определить основные этапы формирования структур и разрывных нарушений, оценить влияние пликативной и дизъюнктивной тектоники на нефтегазоносность оксфордских и меловых резервуаров; разработать методические приемы оценки качества коллекторов, построить детальные модели геологического строения верхней юры и неокома и оценить перспективы нефтегазоносности локальных поднятий на Александровском своде и в Колтогорском мегапрогибе.

Результаты структурно-тектонического анализа позволили сформулировать ряд важных выводов:

1. Александровский свод (мегавал), представляющий собой крупную область нефтенакопления и Колтогорский мегапрогиб – крупная область нефтеобразования, в качестве тектонических элементов I порядка надёжно выделяются в структурных планах всех юрских и меловых горизонтов. Колтогорский мегапрогиб практически не меняет конфигурации; Александровский свод в рельефе кровли юры представляет собой изометричную структуру, а в структурных планах вышележащих меловых горизонтов приобретает ярко выраженную линейную форму – трансформируется в Александровский мегавал.

2. Контрастность локальных структур, которые являются нефтегазоперспективными объектами, уменьшается вверх по разрезу. Все поднятия, получившие развитие в рельефе подошвы осадочного чехла, выделяются в рельефе кровли юры, фрагментарно прослеживаются в структурном плане кровли неокома и практически не выделяются в рельефе кузнецовской свиты

3. Постсеноманский, в первую очередь, кайнозойский этап – этап формирования крупных тектонических элементов I порядка Колтогорского мегапрогиба и Александровского свода; неокомский этап – этап формирования в рельефе кровли юры локальных поднятий.

4. В исследуемом районе выделено 3 основных класса разломов: затухающие в базальных горизонтах чехла, время формирования геттанг-

аален; секущие баженовскую свиту и затухающие в неокоме, время формирования – берриас-баррем; секущие кузнецовскую свиту и затухающие в кайнозое, время формирования – палеоцен.

5. Несмотря на то, что в современном рельефе кровли юры наиболее контрастные структуры Александровского свода Криволуцкой и Охтеурский валы занимают одинаковое гипсометрическое положение, история их формирования и нефтегазоносность принципиально отличны:

- Криволуцкий вал наиболее интенсивно формировался в юре и раннем мелу и практически не испытывал тенденцию к росту в постсеноманское время. Структура осложнена разломами, проникающими в нижней мел.

- Охтеурский вал был сформирован, благодаря постсеноманским тектоническим движениям. Структура осложнена большим количеством разрывных нарушений, секущих весь мезозойско-кайнозойский осадочный чехол.

Построение моделей геологического строения верхней юры и неокома осуществлялось на базе комплексного научного анализа материалов сейсморазведки, ГИС, результатов аналитических исследований и испытаний пластов с использованием классических сейсмостратиграфических подходов, включающих палеоструктурный (палеогеографический), сейсмофациальный, динамический анализы и математическое моделирование волновых полей.

По результатам проведённых исследований сформулированы следующие критерии нефтегазоносности песчаных пластов подугольной и надугольной пачек горизонта Ю₁ и неокомских ловушек:

- песчаные пласты Ю₁¹⁻² надугольной пачки, залегающие непосредственно под нефтепроизводящими породами баженовской свиты, замещаются непроницаемыми разностями в направлении депрессионных зон и сводовых частей контрастных положительных структур; залежи в надугольном резервуаре, как правило, приурочены к антиклинальным структурам и осложнены зонами литологического замещения коллекторов;

- подугольные песчаные пласты Ю₁³⁻⁴ имеют плащеобразное распространение и повсеместно содержат коллектора, в то же время подугольный резервуар отделен от нефтепроизводящих пород баженовской свиты надугольной и межугольной пачками, которые часто сложены глинистыми разностями, препятствующими миграции углеводородов в песчаные пласты Ю₁³⁻⁴; на исследуемой территории подугольный резервуар содержит нефтяные залежи, только в случае, когда суммарная толщина георгиевской свиты, межугольной и надугольной пачек не превышает 20-25 м;

- перспективы нефтегазоносности нижнего мела, в первую очередь, связаны с антиклинальными ловушками, осложнёнными проводящими кайнозойскими разломами, которые выполняют роль каналов для миграции

углеводородов из нефтепроизводящих пород баженовской свиты в нижнемеловые песчаные пласты.

В продолжение проведенных работ планируется уточнение и адаптация разработанных критериев нефтегазоносности верхнеюрских и неокомских резервуаров для других перспективных зон нефтегазоаккумуляции Западно-Сибирского бассейна. Также в дальнейшем требуется развитие и адаптация методических приемов прогнозирования геологического разреза верхней юры и оценки качества коллекторов песчаных пластов горизонта Ю₁, основанных на комплексном анализе сейсмофаций, спектрально-амплитудных характеристик сейсмической записи и математическом моделировании волновых полей, для выявления и картирования сложнопостроенных объектов в зоне распространения васюганской свиты на юго-востоке Западной Сибири.

СПИСОК ОСНОВНЫХ ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

В изданиях, рекомендованных ВАК:

1. **Калинин, А.Ю.** Структурная характеристика и анализ истории тектонического развития Лавровского наклонного мезовала / **А.Ю. Калинин, М.С. Канаков** // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 109-120.
2. **Конторович, В.А.** Роль мезозойско-кайнозойской тектоники в формировании залежей углеводородов в южных частях Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины / **В.А. Конторович, М.В. Соловьев, Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин** // Геология и геофизика. – 2011. – Т.52. – №8. – С. 1075-1091.
3. **Конторович, В.А.** Влияние мезозойско-кайнозойских тектонических процессов на формирование верхнеюрских и меловых залежей углеводородов в северной части Александровского свода / **В.А. Конторович, А.Ю. Калинин, Л.М. Калинина, М.В. Соловьев** // Геология и геофизика. – 2014. – № 5-6. – С. 847-861.

В других изданиях:

4. **Kalinin, A.** Geological model and tectonic evolution analysis of the southeast areas of West Siberian basin / **A. Kalinin** // Proceedings of «International Student Geological Conference 2013» (19-21 April 2013, Brno, Czech Republic). – Brno, Czech Republic, 2013. – P. 67.
5. **Калинин, А.Ю.** Влияние мезозойско-кайнозойских тектонических процессов на формирование залежей углеводородов в северной части Александровского свода // Материалы конференции «Актуальные проблемы

геологии нефти и газа Сибири» (10-15 февраля 2014 г., Новосибирск) – Новосибирск, 2014. – С. 27-31.

6. **Калинин, А.Ю.** Тектоника и нефтегазоносность северной части Александровского свода / **А.Ю. Калинин**, М.В. Соловьев // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014. X Междунар. науч. конгр. (8-18 апреля 2014 г., г. Новосибирск) «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология»: сб. материалов в 4 т.1. – Новосибирск: СГГА, 2014. – С. 46-50.

7. Калинина, Л.М. Сейсмостратиграфические методы оценки качества коллекторов и выявления сложнопостроенных нефтегазоперспективных объектов в отложениях горизонта Ю₁ [Электронный ресурс] / Л.М. Калинина, В.А. Конторович, **А.Ю. Калинин** // Тезисы докладов XVI-й международной научно-практической конференции «ГЕОМОДЕЛЬ – 2014» (8-11 сентября 2014 г., г. Геленджик). – Геленджик, 2014. – We 01 09.

8. Соловьев, М.В. Тектоническое развитие и нефтеносность зоны сочленения Нижневартовского свода и Колтогорского мегапрогиба [Электронный ресурс] / М.В. Соловьев, **А.Ю. Калинин** // Тезисы докладов XVI-й международной научно-практической конференции «ГЕОМОДЕЛЬ – 2014» (8-11 сентября 2014 г., г. Геленджик). – Геленджик, 2014. – We 01 07.

9. **Kalinin, A.** Tectonic processes influence on the formation of Upper-Jurassic and Cretaceous reservoirs of the Alexandrov arch [Электронный ресурс] / **A. Kalinin** // Proceedings of «76th EAGE Conference and Exhibition 2014» (16-19 June 2014, Amsterdam, Netherlands). – Amsterdam, Netherlands, 2014. – P. 1524-1528.

10. **Калинин, А.Ю.** Влияние тектонических процессов на формирование ловушек Александровского свода [Электронный ресурс] / **А.Ю. Калинин**, М.В. Соловьев// Тезисы докладов XVII-й международной научно-практической конференции «ГЕОМОДЕЛЬ – 2015» (7-10 сентября 2015 г., г. Геленджик). – Геленджик, 2015. – Tu 00 09.

Технический редактор Т.С. Курганова

Подписано в печать 19.01.2016

Формат 60x84/16. Бумага офсет №1. Гарнитура Таймс

Печ.л. 1,0. Тираж 160. Зак. № 138

ИНГГ СО РАН, 630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3

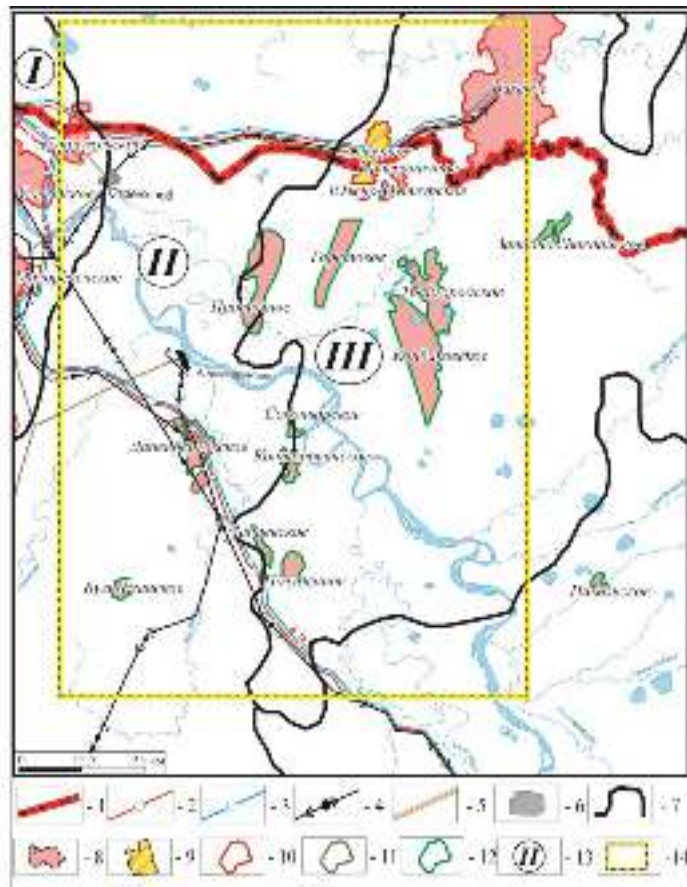


Рисунок 1 - Обзорная карта района исследований.
Условные обозначения: 1 - административная граница, 2 - нефтепровод, 3 - газопровод, 4 - линия электропередач, 5 - автомобильная дорога, 6 - населенный пункт, 7 - граница тектонических элементов I порядка. Месторождения: 8 - нефтяное, 9 - нефтяногазовое, 10 - разрабатываемое, 11 - подготавливаемое к освоению, 12 - разведываемое, 13 - структуры I порядка (I - Нижневартовский свод, II - Колтогорский мегапрогиб, III - Александровский свод), 14 - район исследований.

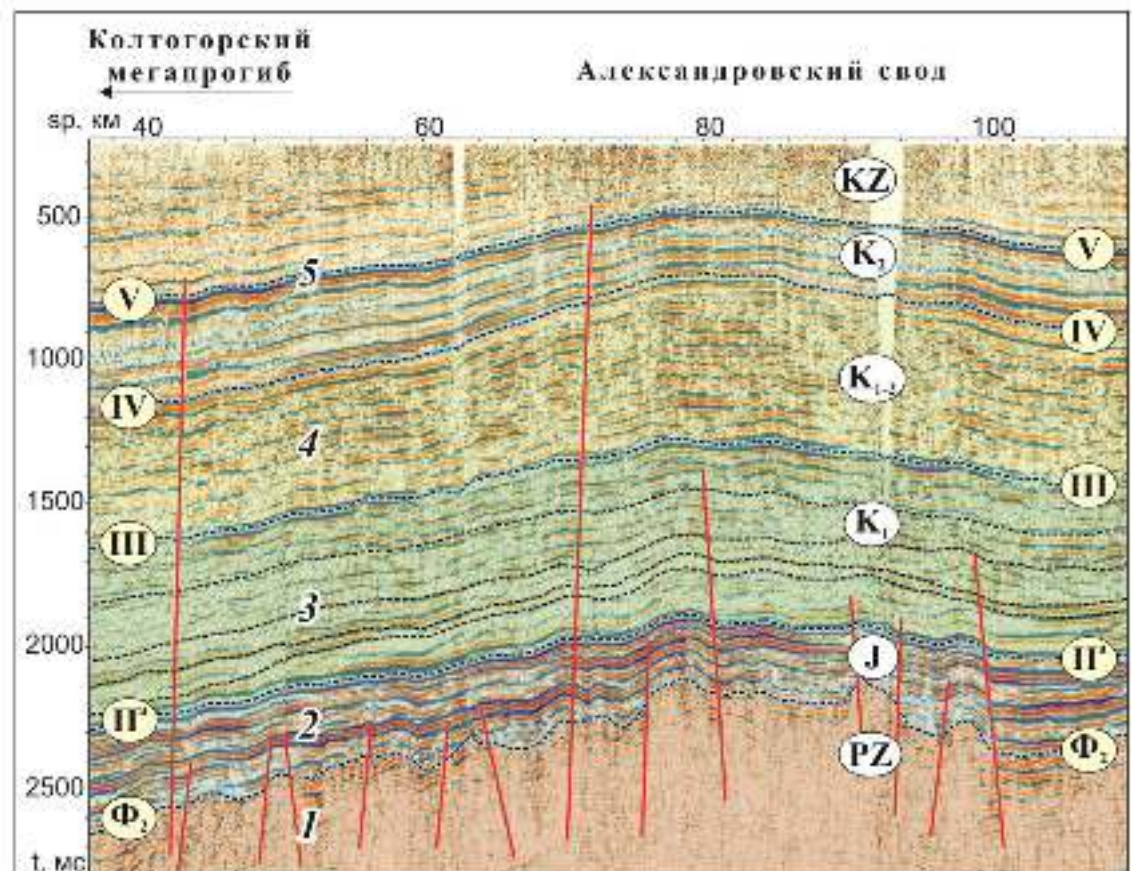


Рисунок 2 - Временной сейсмогеологический разрез по региональному композитному профилю 871620-881601.
Сейсмогеологические мегакомплексы: 1 - палеозойский (доюрский), 2 - юрский, 3 - берриас-шиканский (леономский), 4 - алт-туронский, 5 - коьяк-кайнозойский (посттуронский).

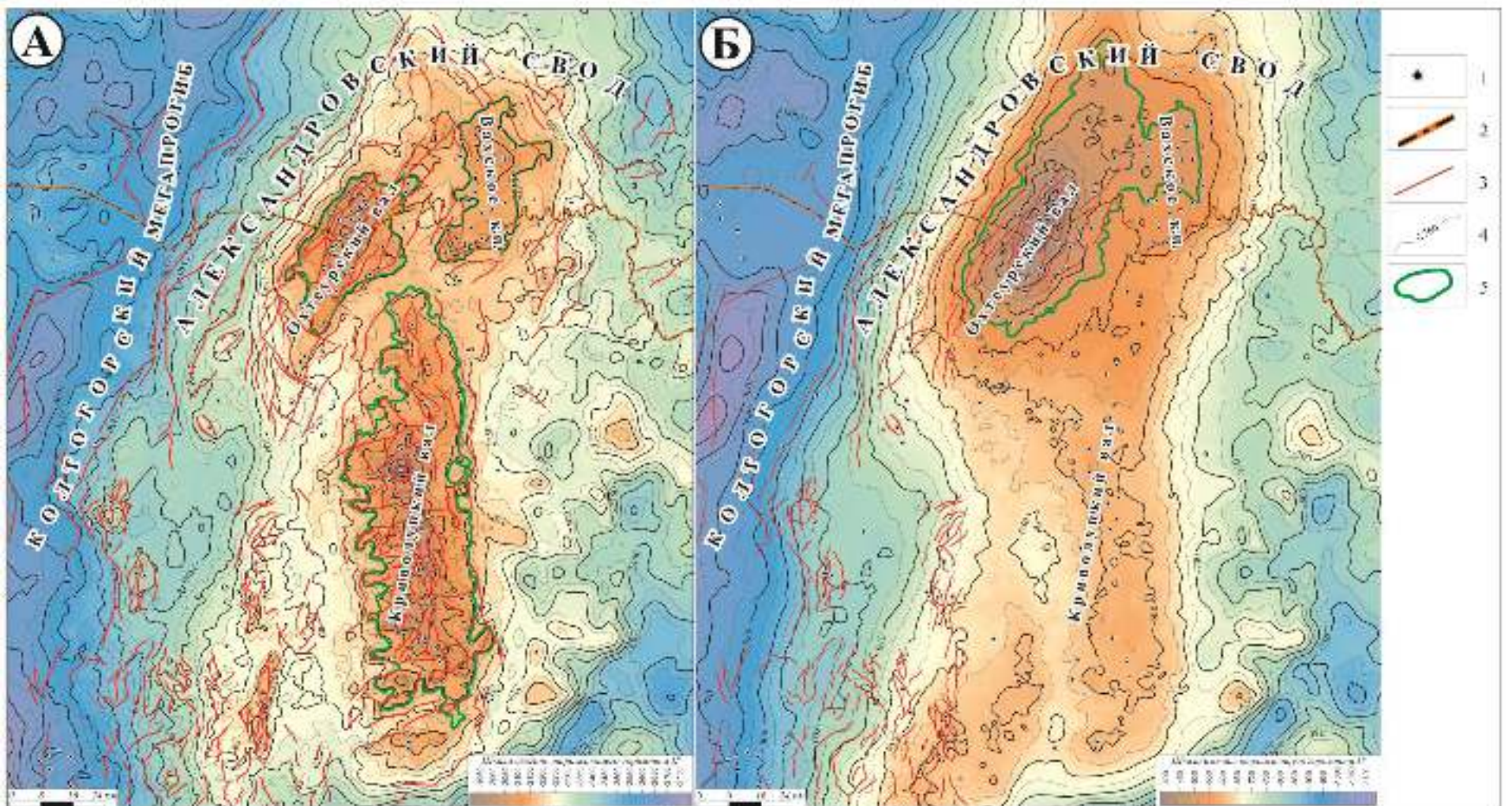


Рисунок 3 - Структурные карты по отражающим горизонтам II (подоща бежновской свиты) (А) и IV (кузнецовская свита) (Б).
Условные обозначения: 1 - глубокие скинжизны, 2 - административная границы, 3 - разрывные нарушения, 4 - изогипсы отражающих горизонтов, 5 - структуры III порядка

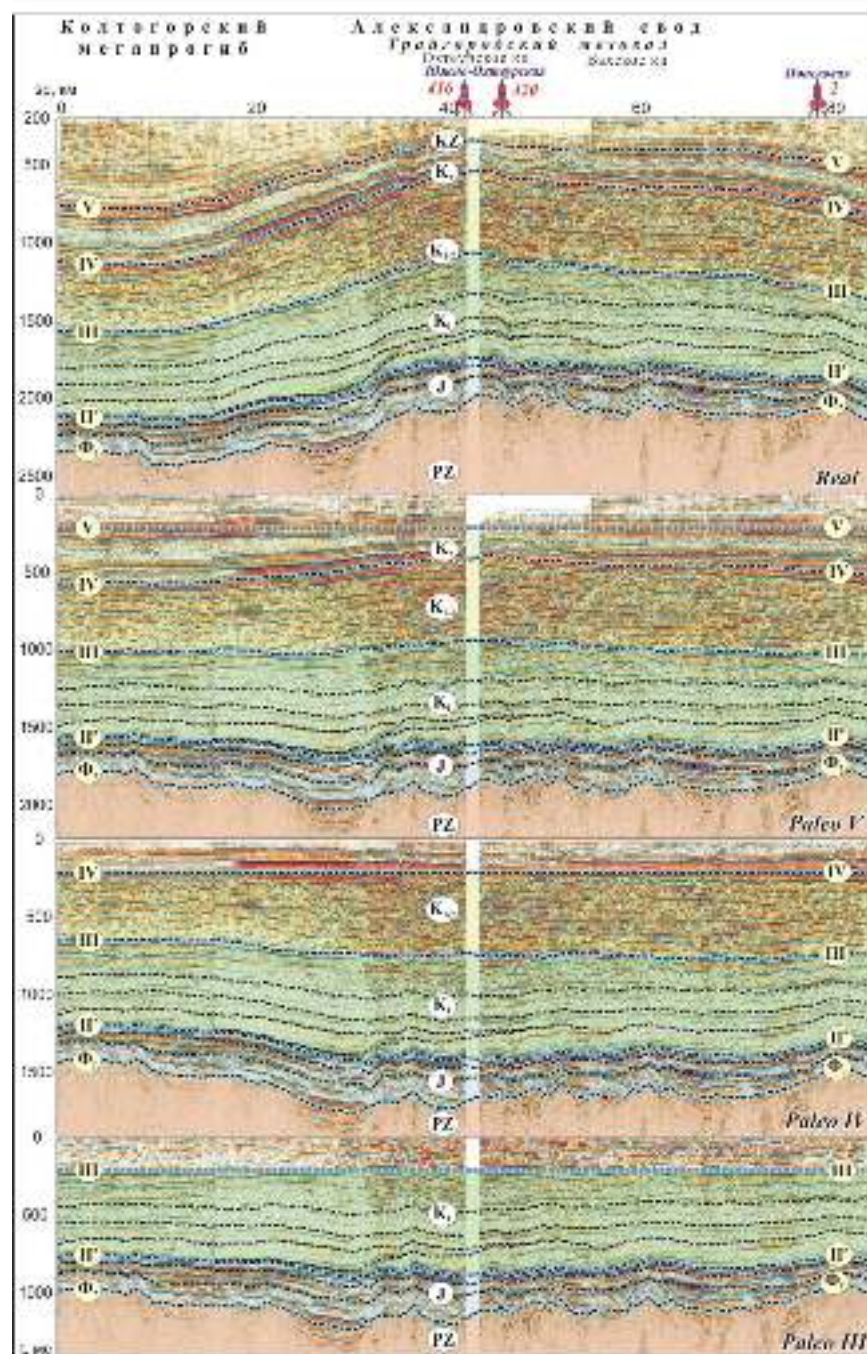


Рисунок 4 - Временной сейсмогеологический разрез и палеоразрезы по региональному амплитудному профилю Reg-1.

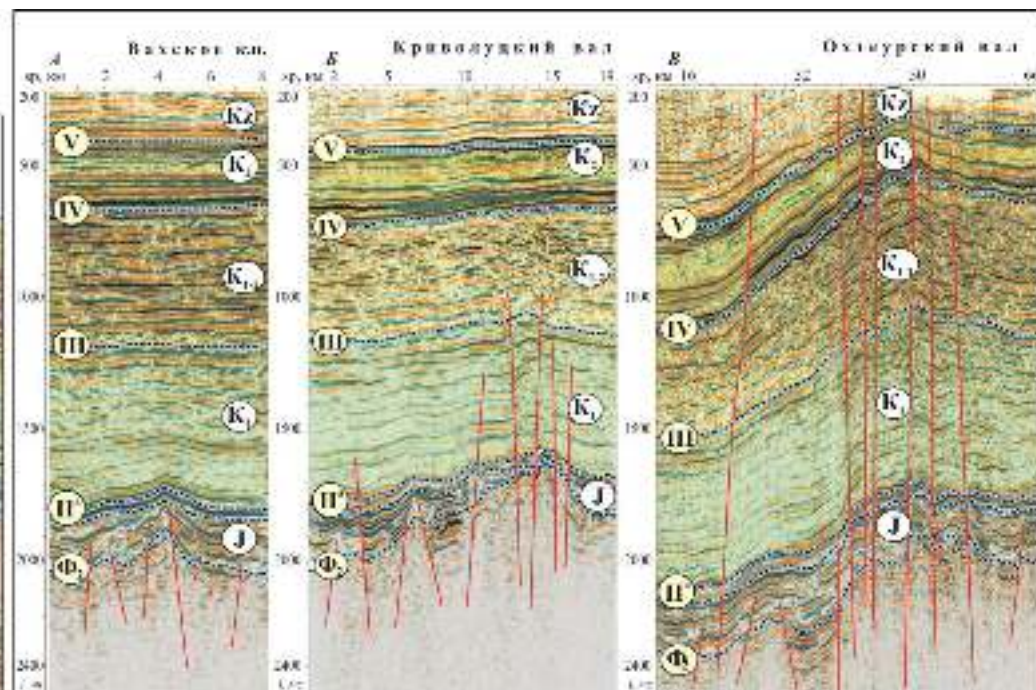


Рисунок 5 - Дизъюнктивные нарушения затухающие в юре (А), проникающие в нижний мел (Б), проникающие в кайнозой (В).

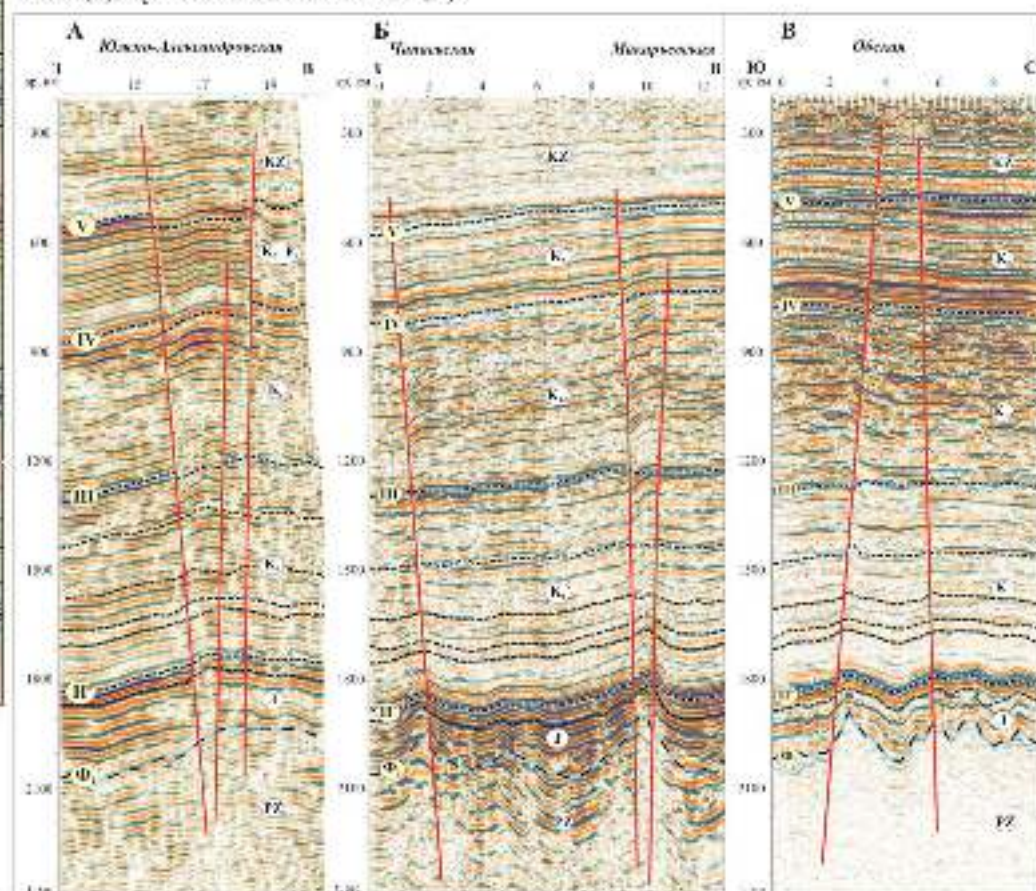


Рисунок 6 - Кайнозойские разрывные нарушения. А - Южно-Александровская, Б - Чапьевская и Макарьевская, В - Обская площади.

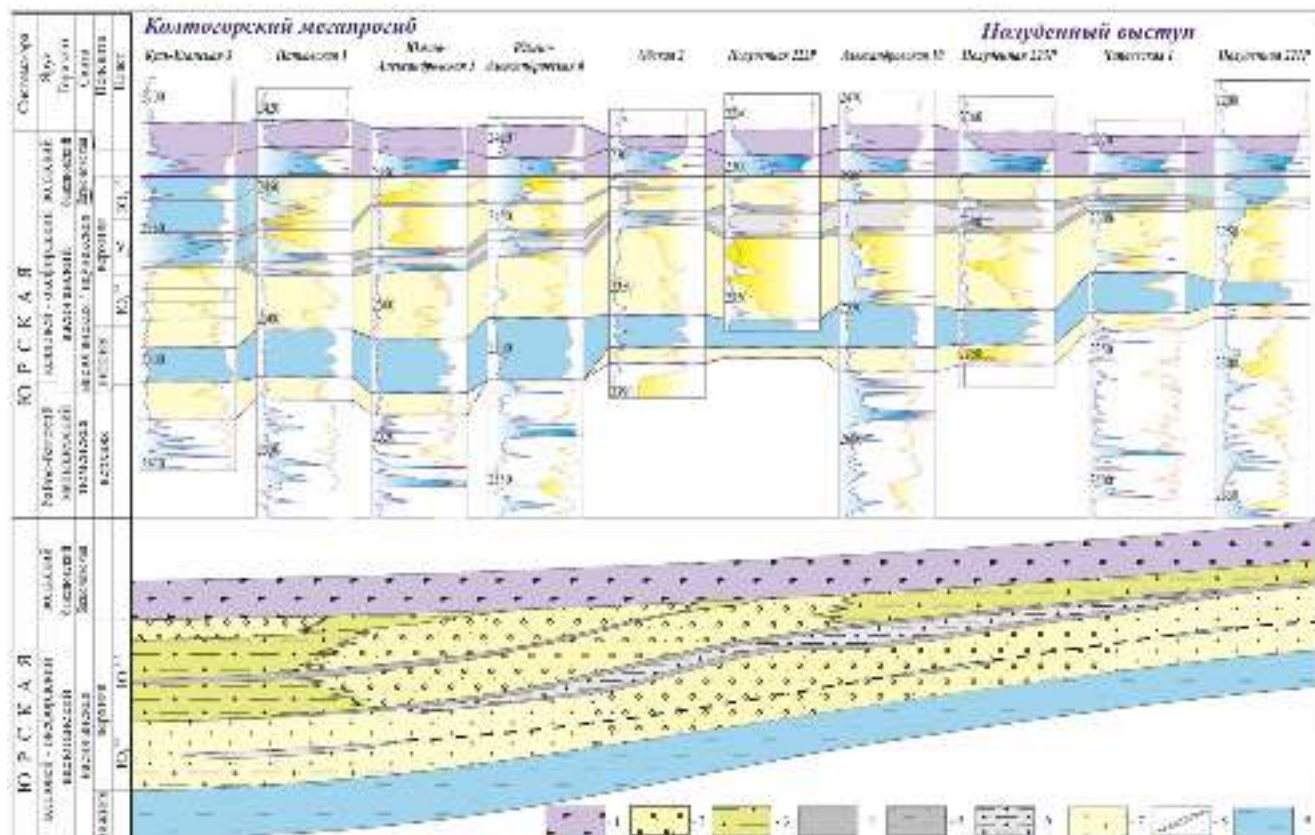


Рисунок 7 - Корреляционная схема и схематический разрез верхнепермских отложений.
Условные обозначения: 1 - битуминозные породы баженской свиты; 2 - крупнозернистые песчанки; 3 - алевролиты; 4 - угольные пласти; 5 - углистые аргиллиты; 6 - переслаивание алевролитов, аргиллитов междутолковой пачки; 7 - песчанки; 8 - линзы и прослои аргиллитов; 9 - аргиллиты нижнекаспийской подзона.

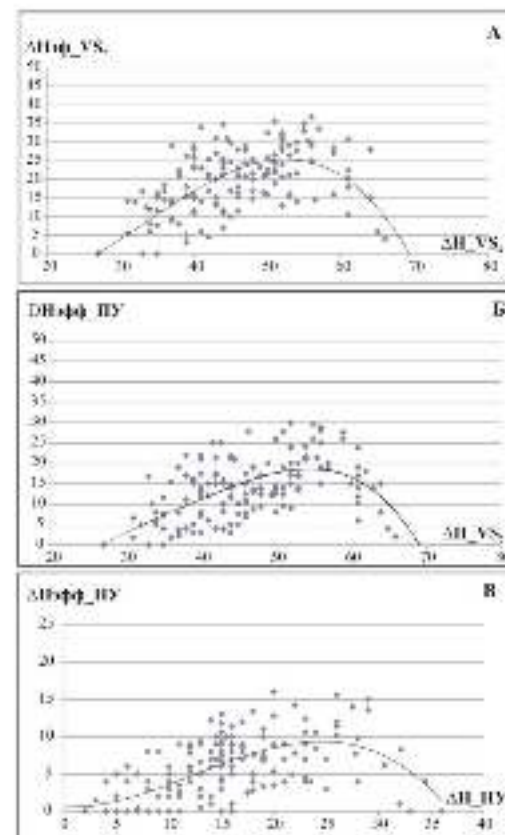


Рисунок 8 - Зависимости эффективных толщин горизонта Ю, (А) и эффективных толщин песчанков подугольной пачки (Б) от толщины верхнепермской подзоны и эффективных толщин песчанков надугольной пачки от толщины надугольной пачки (В).

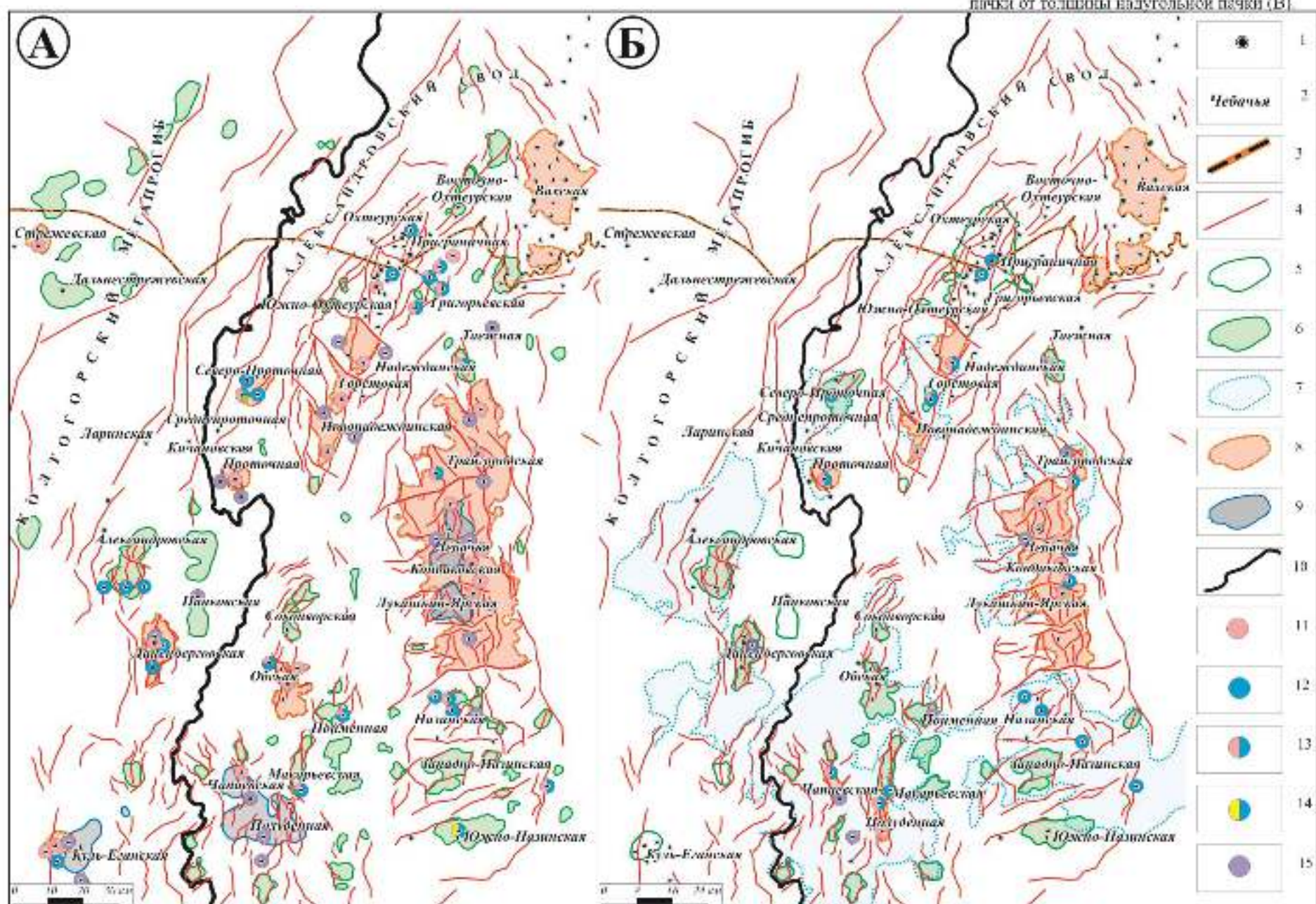


Рисунок 9 - Прогнозные карты распределения залежей углеводородов и нефтегазоперспективных объектов в надугольной (А) и подугольной (Б) пачках горизонта Ю₁.
Условные обозначения: 1 - глубокие скважины; 2 - названия площадей; 3 - административная граница; 4 - разрывные нарушения; 5 - локальные поднятия; 6 - перспективные локальные поднятия; 7 - зона, перспективная для формирования залежей углеводородов в песчаных пластах Ю₁ горизонта Ю; 8 - залежи углеводородов; 9 - зона отсутствия песчаников; 10 - граница Александровского свода. Результаты испытаний: 11 - нефть, 12 - вода, 13 - нефть и вода, 14 - газ и вода, 15 - сухо.

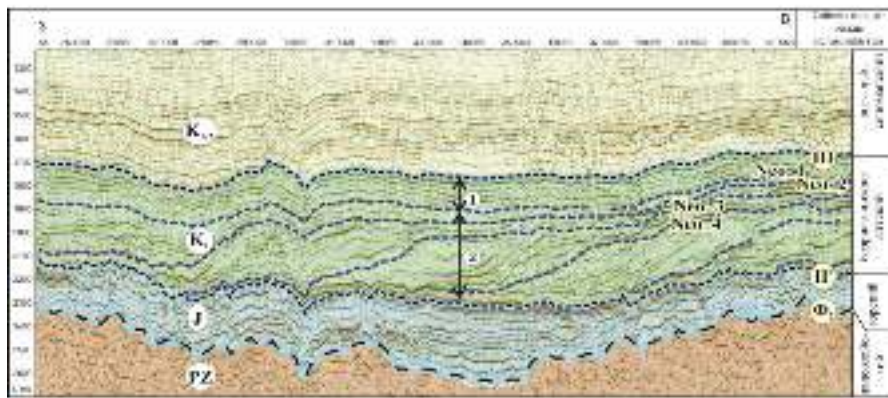


Рисунок 10 - Шельфовые (1) и клиноформные (2) комплексы неогена.

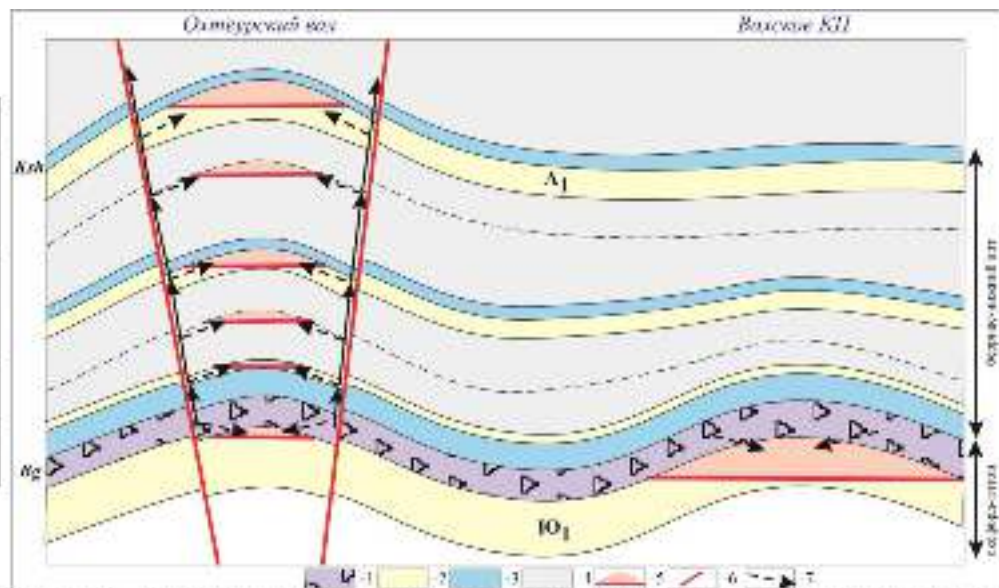


Рисунок 12 - Притивинальные модели формирования Северного и Вахского месторождений. Условные обозначения: 1 - баженовская свита, 2 - коллектор, 3 - флюидоупоры, 4 - аргиллиты и алевролиты, 5 - залежи углеводородов, 6 - разрывные нарушения, 7 - пути миграции углеводородов.

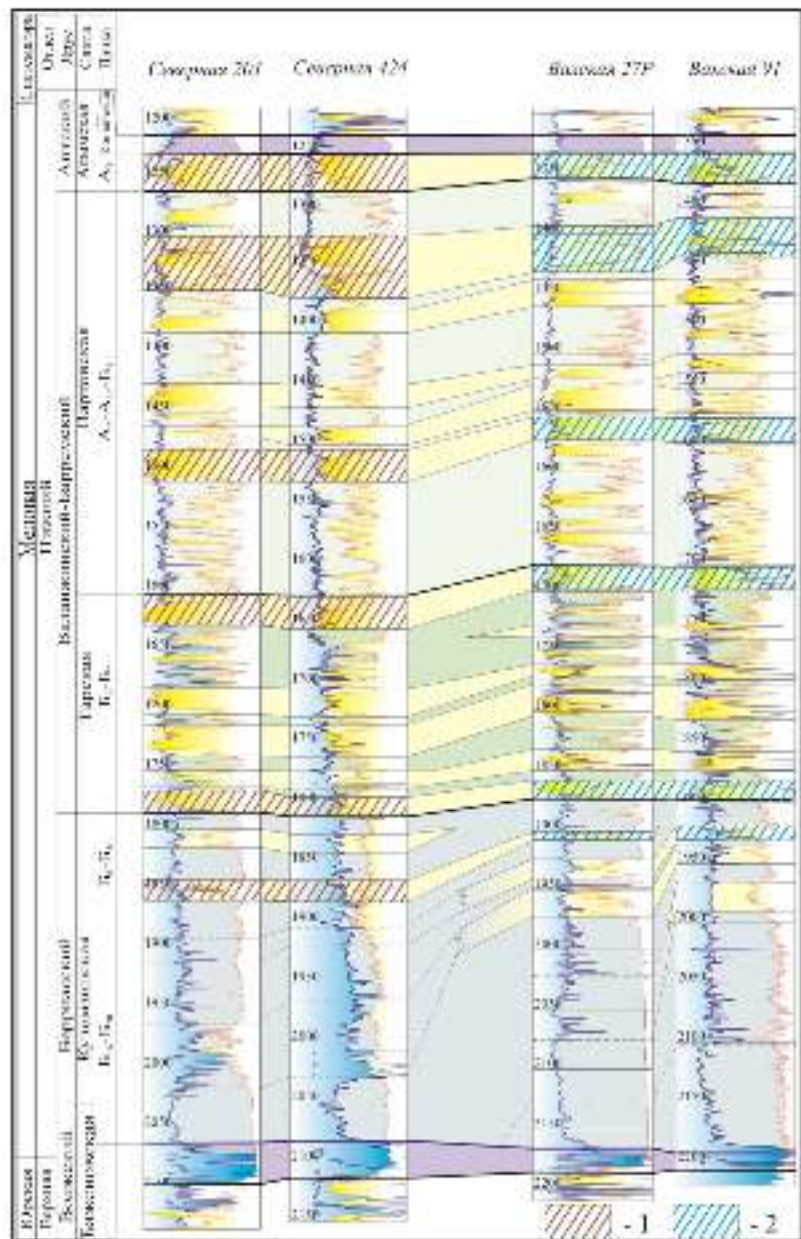


Рисунок 11 - Корреляционная схема неогенских отложений по скважинам Северной и Вахской площадей. Флюид в пласте: 1 - нефть, 2 - вода.

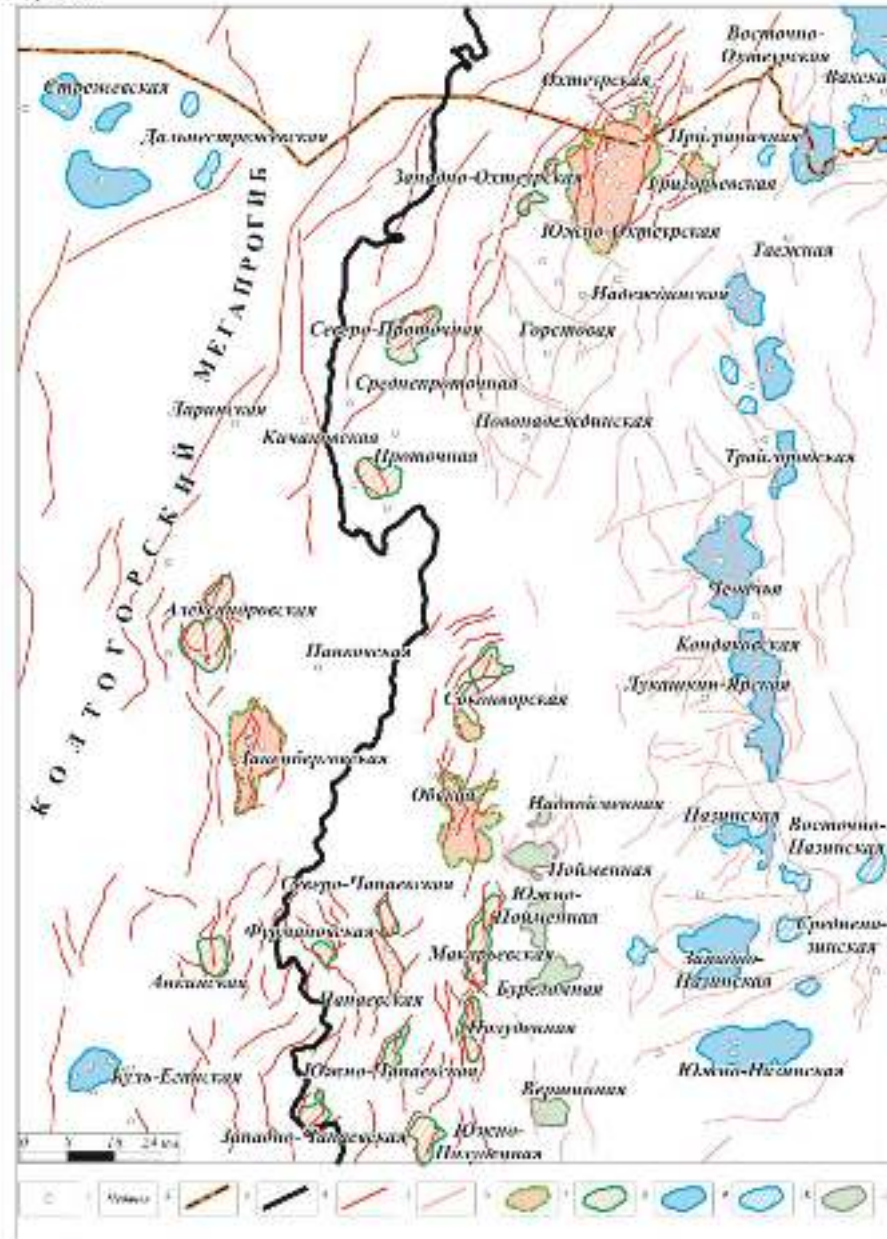


Рисунок 13 - Прогнозная карта распределения залежей углеводородов и нефтегазоперспективных объектов в пласте Б (отражающий горизонт Neo_3). Условные обозначения: 1 - скважины; 2 - названия площадей; 3 - административная граница; 4 - граница Александровского шлюза; 5 - разрывные нарушения, затухающие в кайнозое; 6 - разрывные нарушения, затухающие в неогене; 7 - залежи углеводородов; 8 - перспективные объекты; 9 - водоносные объекты; 10 - предположительно водоносные объекты; 11 - объекты с нежной перспективой.