

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КОРОТАИХИНСКОЙ ВПАДИНЫ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА

*А.В. Ступакова, И.А. Санникова, А.А. Гильмуллина, М.А. Большакова, С.И. Бордунов,
Д.В. Митронов, А.В. Мордасова*

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Перспективы прироста запасов углеводородов (УВ) в Тимано-Печорском НГБ связывают со слабоизученными территориями, к которым относится Коротаихинская впадина, являющаяся очень сложным объектом для поисков нефти и газа. Анализ и переинтерпретация как старых, так и новых сейсмических данных позволили выделить в пределах данного региона ряд антиклинальных структур, а также выявить возможные литологические ловушки УВ, такие как проградирующие рифовые тела позднедевонско-раннекаменноугольного возраста и дельтовые песчаные образования пермско-триасового возраста. Широкий стратиграфический диапазон осадочного чехла позволяет выделять в бассейне Коротаихинской впадины несколько углеводородных систем. Бассейновое моделирование показало, что на площади Коротаихинской впадины существовали и существуют все условия для генерации и аккумуляции УВ. По результатам моделирования она должна рассматриваться в качестве перспективной потенциально нефтегазоносной области, основные скопления нефти и газа которой заключены в бортовых частях впадины, а также в пределах инверсионных поднятий и седловин. Суммарные начальные геологические ресурсы УВ здесь могут составить около 1,7 млрд. т.у.т. Коротаихинскую впадину и ее акваториальное продолжение можно отнести к категории крупных поисковых регионов.

Ключевые слова: Тимано-Печорский бассейн, Коротаихинская впадина, нефтегазоносность, рифы, клиноформы, бассейновый анализ, моделирование

DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.10>

Для цитирования: Ступакова А.В., Санникова И.А., Гильмуллина А.А., Большакова М.А., Бордунов С.И., Митронов Д.В., Мордасова А.В. Перспективы нефтегазоносности Коротаихинской впадины Тимано-Печорского бассейна. *Георесурсы*. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 88-101. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.10>

Введение

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн (НГБ) – один из старейших нефтедобывающих регионов России, являющийся основой ресурсной базы нефти и газа Северо-Западного Федерального округа. Несмотря на то, что за долгую историю его освоения, большинство крупных месторождений были выработаны, а прирост запасов происходил преимущественно за счет доразведки старых месторождений или ввода в эксплуатацию мелких месторождений, ресурсный потенциал этой территории далеко не исчерпан. Перспективы прироста запасов углеводородов (УВ) в бассейне связывают со слабоизученными территориями, к которым относится Коротаихинская впадина. По предварительным оценкам прогнозные ресурсы нефти и газа в пределах Коротаихинской впадины могут составить до 160 млн т нефти и до 240 млрд м³ газа, что в условиях Тимано-Печорского НГБ позволяет рассматривать этот район как один из первоочередных для постановки геологоразведочных работ на нефть и газ (Прищепа и др., 2008а).

Коротаихинская впадина является частью Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна и Печорского угольного бассейна (Рис. 1). Геологическое изучение северо-восточной части Большеземельской тундры, в пределах которой расположена Коротаихинская впадина, связано с одной стороны с месторождениями угля, с другой – с месторождениями нефти и газа. Начало систематического геологического изучения Коротаихинской впадины связано с региональными и поисковыми работами на уголь в 30-40 гг. XX в. (Ю.А. Ливеровский, Н.Н. Иорданский, А.А. Чернов, Г.А. Чернов, Н.В. Шмелев и др.).

В результате этих работ были открыты ряд угольных месторождений и околонуриены границы Печорского угольного бассейна, практически не изменившиеся до настоящего времени. Послевоенный период (1945-1959 гг.) характеризовался интенсификацией геологоразведочных работ в бассейне, начатых в военные годы, созданием собственной научно-исследовательской базы и началом планомерной геологической съёмки масштаба 1:200000.

Начиная с 50-х годов XX столетия, параллельно с геологическими изысканиями в пределах Коротаихинской впадины и Пайхойского поднятия производились геофизические исследования, основной объем которых был выполнен в 1970-х - начале 1990-х гг.

Буровые работы на территории Коротаихинской впадины начались в 1958-1959 гг. с мелких картировочных скважин глубиной от 150-450 м, вскрывших триасовые и верхнепермские отложения. В 1971-1974 гг. в пределах впадины и юго-западного склона Пай-Хоя пробурен ряд поисковых скважин на уголь, в некоторых из которых была установлена нефтегазоносность каменноугольных и нижнепермских отложений. В связи с этим в 1978 году в центральной части Коротаихинской впадины была пробурена первая опорно-параметрическая скважина Коротаихинская-1 глубиной 4199 м, в которой по газовому каротажу отмечены повышенные газопоказания в нижнепермских терригенных отложениях. Позднее на территории впадины пробурено ещё 7 глубоких скважин (около 4500 м), вскрывших пермские, каменноугольные и девонские отложения.

В результате выполненных исследований были установлены основные черты геологического строения, выявлены

основные тектонические элементы Кортаихинской впадины. Однако до настоящего времени степень изученности региона, в целом, остается низкой: средняя плотность сейсмопрофилей составляет 0,761 км/км², а плотность бурения – 0,4 м/тыс. км² (Прищепа и др., 2008а; 2012; Варламов и др., 2012 и др.).

Геологическое строение. Кортаихинская впадина – структура первого порядка, находится в северо-восточной части Тимано-Печорского НГБ, с востока ограничена горным сооружением Пай-Хоя, с запада Варандей-Адзвинской структурной зоной, с юго-запада грядой Чернова и Косью-Роговской впадиной, с юга – Уральским горным сооружением (Рис.1). Кортаихинская впадина имеет северо-западное простирание, длина ее превышает 200 км на суше и продолжается в акватории Печорского моря до о.Вайгач на 200 км, максимальная ширина достигает 150 км. По характеру тектонических нарушений и их интенсивности выделяется две

зоны – внешняя и внутренняя. Внешняя зона включает Вашуткино-Талотинскую складчато-надвиговую систему и ее обрамление: Долгинскую седловину и Лабогейскую моноклираль. Внутренняя зона имеет более сложное чешуйчато-надвиговое строение и формирует Васьягинско-Сабригинскую складчато-надвиговую систему. Внешняя и внутренняя зоны складчато-надвиговых деформаций разделены системой впадин, наиболее крупная из которых Хейягинская. Хейягинская депрессия разделяется Северо-Кортаихинской седловиной на две части – южную и северную, последняя имеет название Матвеевская депрессия (Рис. 2, 3).

В строении осадочного чехла выделено три резко отличающихся структурных этажа: нижний платформенный, представленный отложениями допермского возраста, средний пермско-триасовый молассовый и верхний, юрско-меловой-кайнозойский. Перспективы нефтегазности связываются с палеозойскими отложениями,

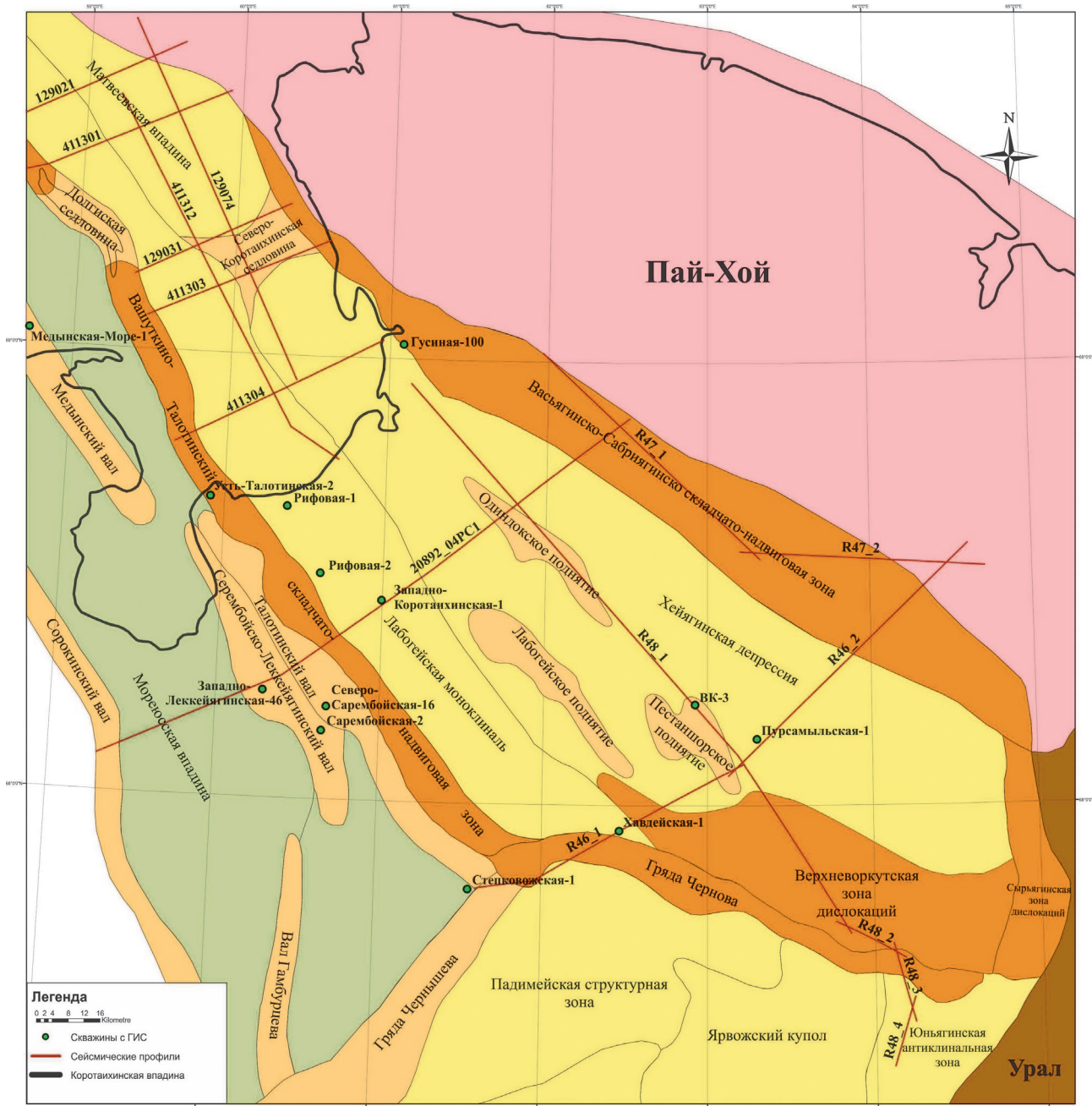


Рис. 1. Структурно-тектоническая схема Кортаихинской впадины

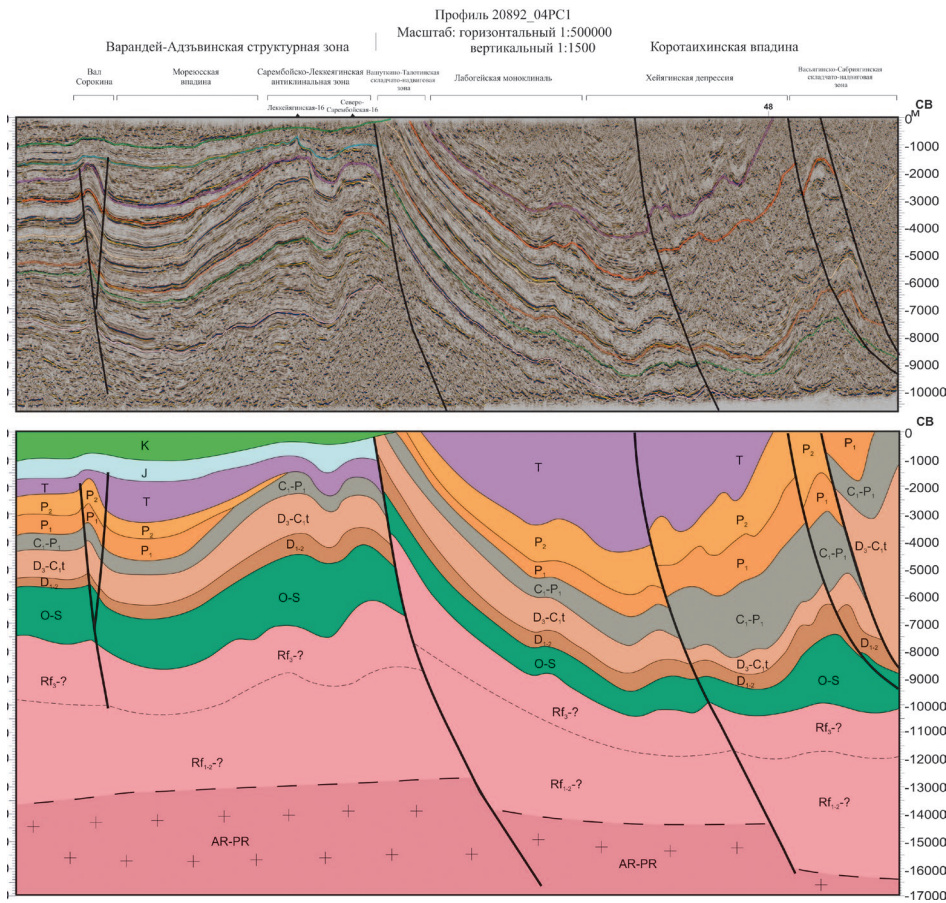


Рис. 2. Граница Варандей-Адзвинской структурной зоны и Кортаихинской впадины по системе надвигов Вашуткино-Талотинской складчатой зоны. Сейсмо-геологический профиль 20982_04PC

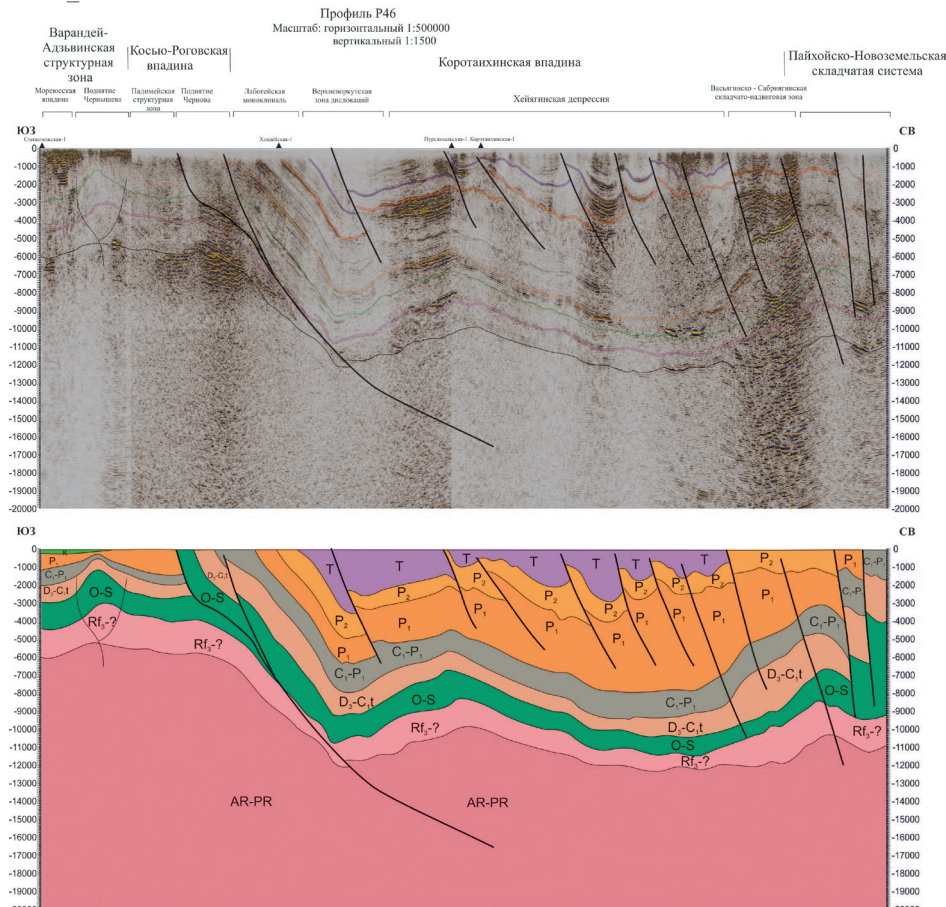


Рис. 3. Складчато-надвиговые деформации южной части Кортаихинской впадины. Сейсмо-геологический профиль R-46

где выделяются такие же как в Печорской синеклизе осадочные комплексы. Наибольший интерес представляют карбонатные позднедевонско-нижнекаменноугольные отложения, где выделяются перспективные объекты, представленные карбонатными органогенными постройками. Органогенные постройки были выделены на Лабогейской моноклинали и имеют по всей видимости позднефранский возраст, залегают непосредственно на карбонатно-кремнистых отложениях доманиковой толщи, регионально прослеживающийся в пределах всего бассейна и имеющей среднефранский возраст позднего девона (Рис. 4). У подножия рифов формировались депрессионные отложения, обогащенные ОВ. Омоложение органогенных построек от среднефранских до раннекаменноугольных происходит в восточном направлении в сторону Хейягинской депрессии, фиксируя сокращение области распространения доманикоидных толщ.

Строение пермско-триасового терригенного комплекса отвечает строению молассовых толщ заполнения передового прогиба. В нижней части, соответствующей по стратиграфии пермскому возрасту формируются проградационные тела клиноформенного строения. Короткие клиноформы прослеживаются как с востока на запад, со стороны Пайхоя (Рис. 5). Более протяженные клиноформы картируются с юго-востока на северо-запад, со стороны Урала в направлении Баренцева моря. Угол падения клиноформ изменяется от 3° до 6° – вылаживается в сторону акватории (Рис. 6, 7).

Общее увеличение мощности отложений в северо-западном направлении указывает на основное поступление осадков с юго-востока, со стороны Полярного Урала. Пермские клиноформы Кортаихинской впадины продолжают в акваторию Печорского моря, где также наблюдаются подобные клиноформенные тела, проградирующие на северо-запад в Баренцевоморскую впадину. (Рис. 8) Мощность клиноформ изменяется от 600 м на юге Кортаихинской впадины до 4200 м на севере.

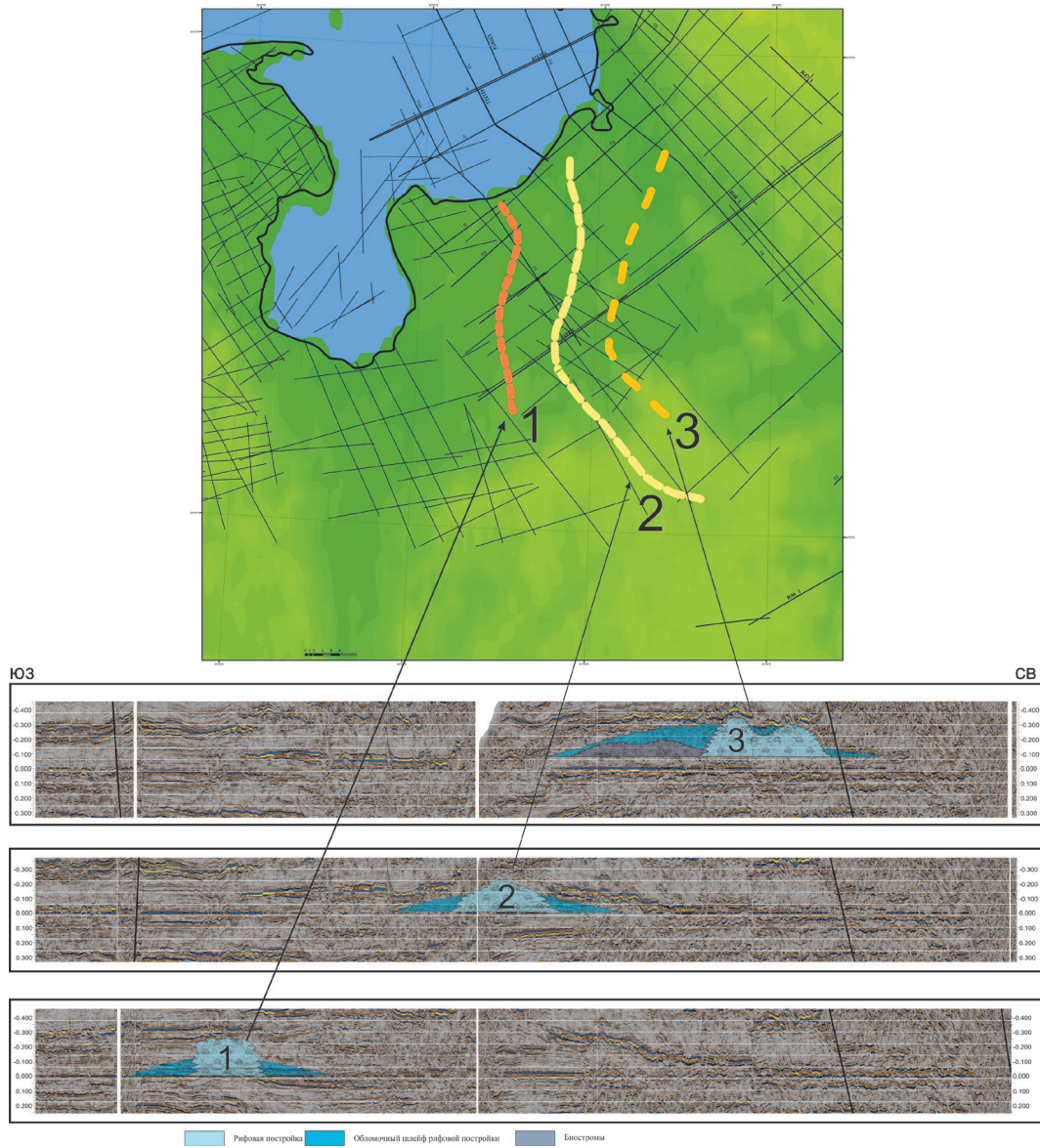


Рис. 4. Проградация рифовых тел на западном борту Кортаихинской впадины

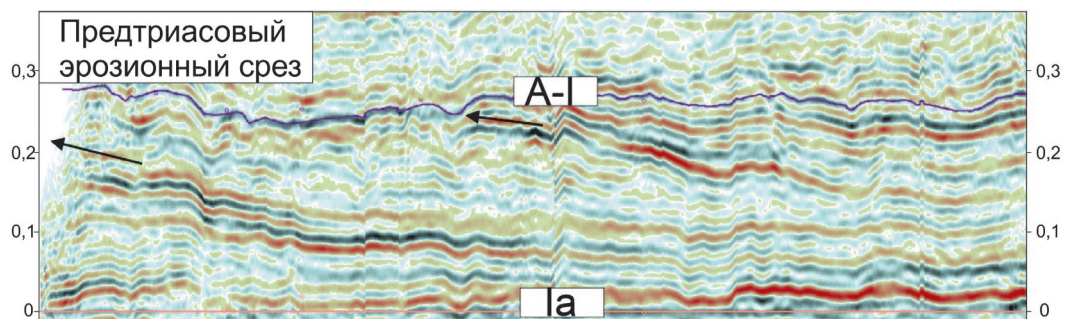


Рис. 5. Пример предтриасового эрозионного срезания на западном борту впадины

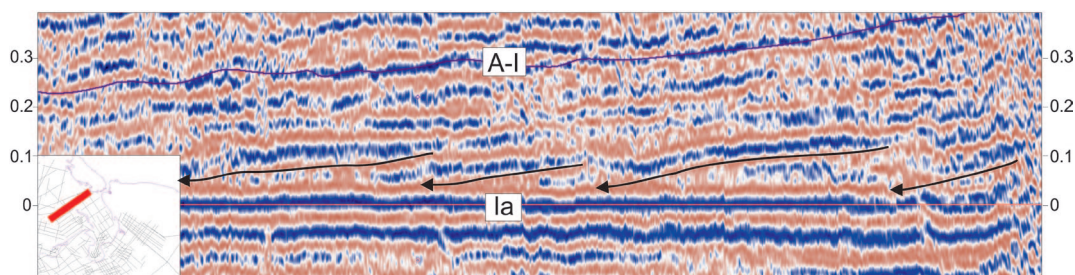


Рис. 6. Подошвенное прилегание пермских отложений к кровле карбонатов в акваториальной части Кортаихинской впадины

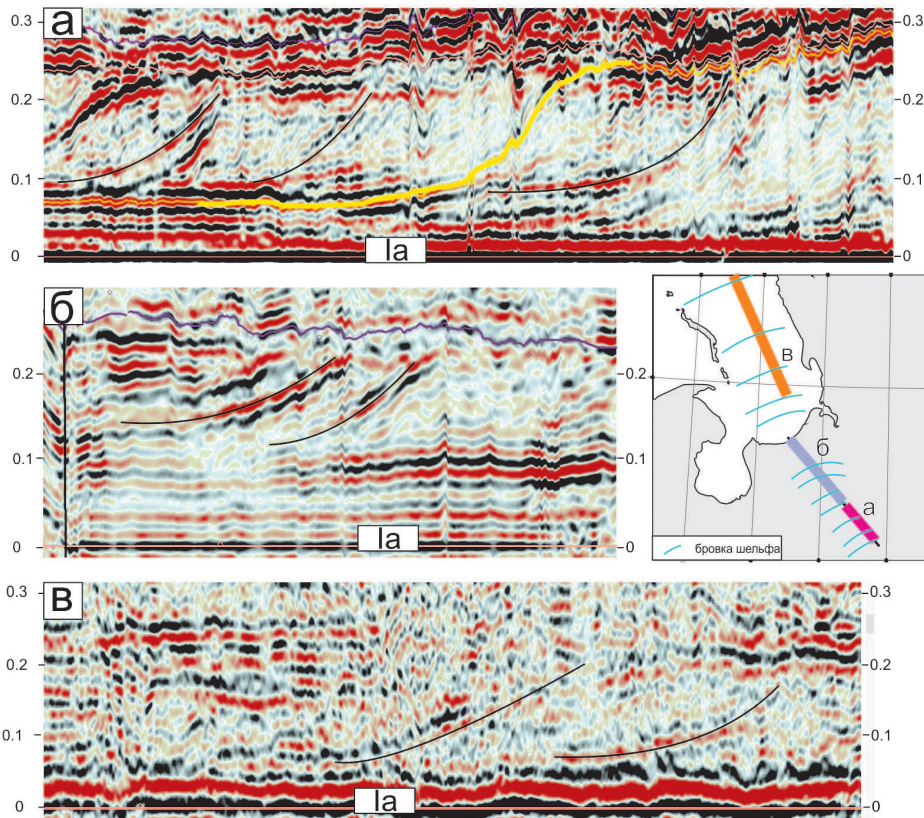


Рис. 7. Примеры разновидностей клиноформных тел в Кортаихинской впадине

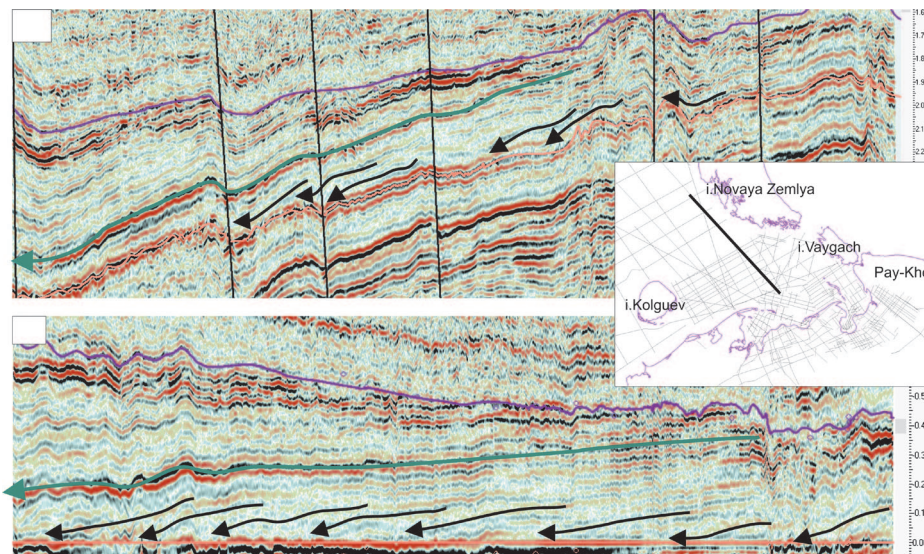


Рис. 8. Пример клиноформных тел на шельфе Печорского моря

К позднепермско-триасовому времени морской бассейн заполнился осадками, и в триасовое время установился режим континентального аллювиально-озерного осадконакопления. Причем надо отметить, что активное формирование впадины еще продолжалось, но оно было компенсировано осадками, что обусловило мощность триасовых отложений до 2 километров.

Бассейновое моделирование. Для понимания характера распределения потенциальных очагов нефтегазообразования и возможных скоплений углеводородов был проведен бассейновый анализ и моделирование процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в Кортаихинской впадине.

На *первом этапе* проводились одномерные историко-

геологические реконструкции в программном пакете Temis Suite 1D v.14 (Санникова, 2015). Для изучения процессов генерации и эмиграции углеводородов были построены виртуальные вертикальные разрезы разных участков Кортаихинской впадины. Для этого были использованы описания пород в обнажениях и литолого-стратиграфические колонки по 7 скважинам (Рис. 1), расположенным в пределах впадины и прилегающих территориях Тимано-Печорского НГБ (Хавдейская-1, Степковожская-1, Западно-Леккеягинская-47, Рифовая-1, Лабогейская-15, Кортаихинская-1, Медыньское-море-1). Температурная история региона восстанавливалась, исходя из современных значений теплового потока и температуры на поверхности земли и геологической истории развития осадочного бассейна.

Прогибание осадочного бассейна началось с рифея. В позднем протерозое происходило накопление терригенных пород, а с ордовика в бассейне отмечается преимущественно карбонатное осадконакопление, сменившееся карбонатно-терригенным в девонское время. В среднем девоне происходит тектоническая активизация территории, в связи с этим фиксируется перерыв в осадконакоплении. В каменноугольный период отмечается накопление мощной глинисто-карбонатной толщи. При этом в позднекаменноугольной эпохе происходит тектоническая активизация территории, наблюдается небольшой перерыв в осадконакоплении, после чего в самом начале ранней перми возобновилось накопление, но уже карбонатно-терригенных осадков. В конце ранней

перми возобновилось прогибание осадочного бассейна и накопление мощной толщи терригенных пород в самом начале триаса фиксируется подъем территории и размыв части верхнепермских отложений. Далее в триасовом периоде вновь возобновилось накопление осадков. На акваториальном продолжении Кортаихинской впадины отложения средней и поздней перми отсутствуют, по-видимому, они были размывы во время аплифта в начале триаса. В триасе прогибание этой части осадочного бассейна возобновилось, и накопление терригенных осадков продолжается до настоящего времени. В континентальной части Кортаихинской впадины вышележащие отложения юры и мела отсутствуют, вероятно, они были размывы во время кайнозойского аплифта территории (Рис. 9).

Всего в разрезе отложений северной части Тимано-Печорского НГБ выделяют до 9 нефтегазоматеринских толщ (НГМТ): нижнесилурийская венлокская (S_{1v}), верхнедевонская кыновско-саргаевская (D_{3kp-sr}), верхнедевонская доманиковская (D_{3dm}), нижнекаменноугольная визейская (C_{1v}), нижнепермская ассельско-сакмарская (P_{1a-s}), нижнепермская артинско-кунгурская (P_{1a-k}), нижнетриасовая (T_1), среднетриасовая (T_2) и верхнетриасовая (T_3) (Прищепа и др., 2008а; Норина и др., 2014 и др). При 1 D моделировании на разных участках Кортаихинской впадины в зависимости стратиграфического объема отложений выделялось от 4 до 7 НГМТ. Для характеристики их геохимических параметров (тип керогена, содержание органического углерода и др.) использовались литературные источники и результаты геохимических исследований кернового материала пробуренных скважин.

Распределение пластовых температур в истории осадочного разреза напрямую влияет на время реализации потенциала нефтегазоматеринскими толщами. При расчете температурной модели также учитывались среднегодовые температуры на поверхности осадочного чехла. Было принято, что современные температуры в изучаемом регионе изменяются от 0 до 2°C, на границе триаса и юры температура на поверхности составляла 14°C, в начале ранней перми – 2°C, а в позднем карбоне – 11°C. Калибровка модели осуществлялась по значениям теплового потока в основании верхней мантии, которая на настоящий момент составляет 40-45 мВт/м², в конце позднего девона – 50 мВт/м², а в конце силурийского времени – 78 мВт/м². (Ситар, 2007). С моделями распределения пластовых температур согласуется катагенетическая «зрелость» органического вещества (Рис. 10).

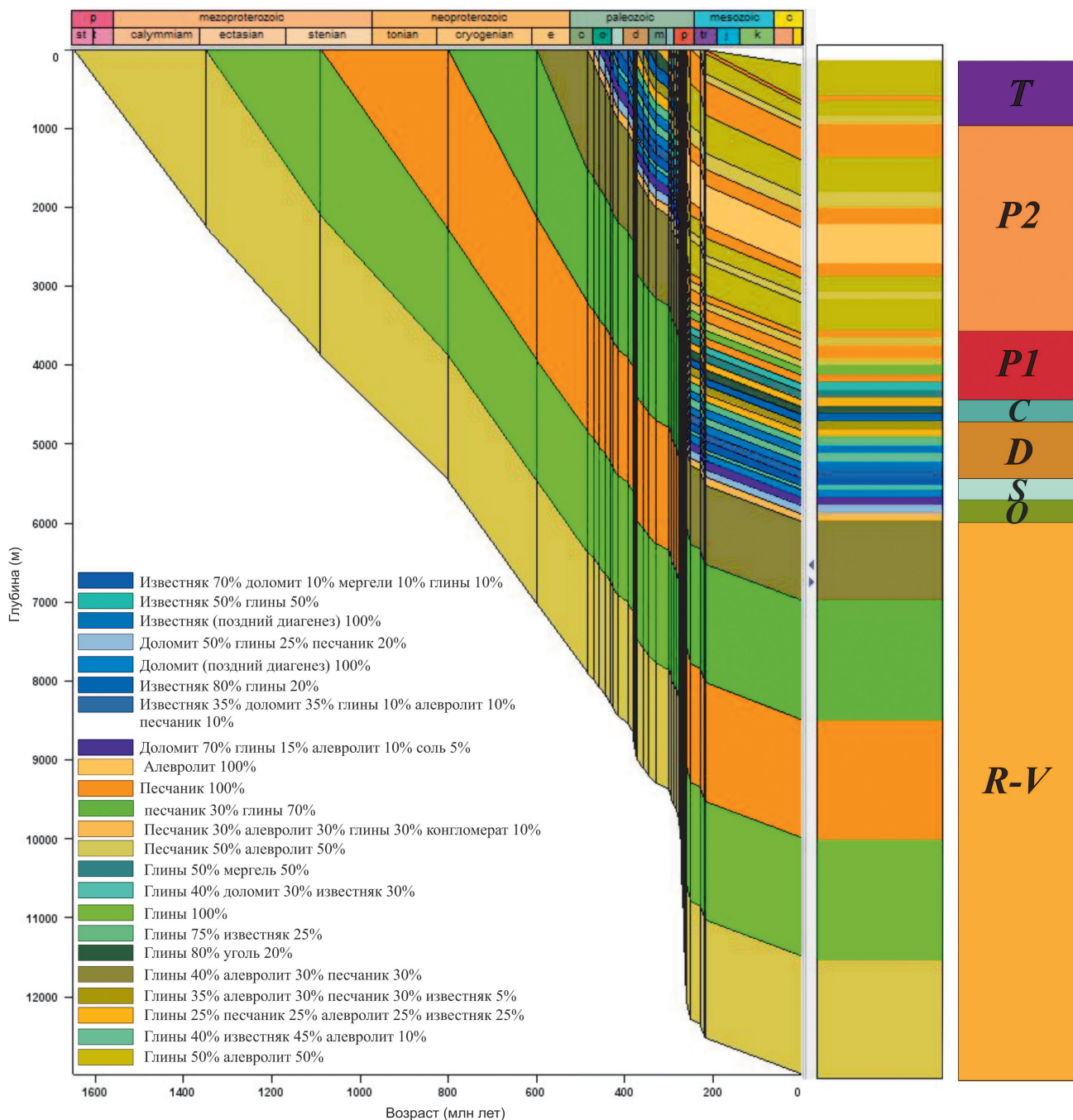


Рис. 9. Литологическая модель по скважине Кортаихинская-1, наложенная на историко-геологическую диаграмму эволюции осадочного бассейна

Моделирование показало, что на разных участках Кортаихинской впадины одни и те же НГМТ достигли главной зоны нефтеобразования (ГЗН) в разное время. Например, в центре впадины (район скважины Кортаихинская-1) нижнесилурийская нефтематеринская толща вошла в ГЗН в начале пермского времени, в начале триаса она уже достигла главной зоны газообразования (ГЗГ), а в начале юры вышла из неё. НГМТ девона, нижнего карбона и перми вошли в ГЗН в конце перми, а в ГЗГ – в конце юры, и сейчас продолжают генерировать газовые УВ. НГМТ верхнего триаса на данный момент не достаточно погружены, чтобы осуществлять генерацию УВ. По результатам моделирования отмечается значительное насыщение УВ в отложениях карбона, перми и нижнего триаса, что подтверждается результатами бурения – отмечены нефтегазопроявления в пермских отложениях в виде выпотов нефти, небольших притоков газа и битумо- и нефтенасыщением песчаников (Прищепа

и др., 2008 б). На севере, в бортовой части прогиба (район скважины Рифовая-1), нижнесилурийская нефтематеринская толща вошла в главную зону нефтеобразования в начале девонского времени. НГМТ девона вошли в ГЗН в триасовое время и сейчас продолжают генерировать жидкие УВ. НГМТ верхнего триаса, перми и нижнего карбона до настоящего времени не достигли зоны генерации УВ. По результатам моделирования насыщение УВ следует ожидать в силурийских и девонских отложениях, а в пермских отложениях, непосредственно вскрытых скважиной, по результатам моделирования, насыщения УВ быть не должно, что и подтверждается испытаниями, проведенными в скважине в этом интервале (Прищепа и др., 2008 б).

На **втором этапе** проводилась реконструкция структуры бассейна, процессов образования, миграции УВ из нефтегазоматеринских пород, путей миграции флюидов и оценку наиболее вероятного положения в

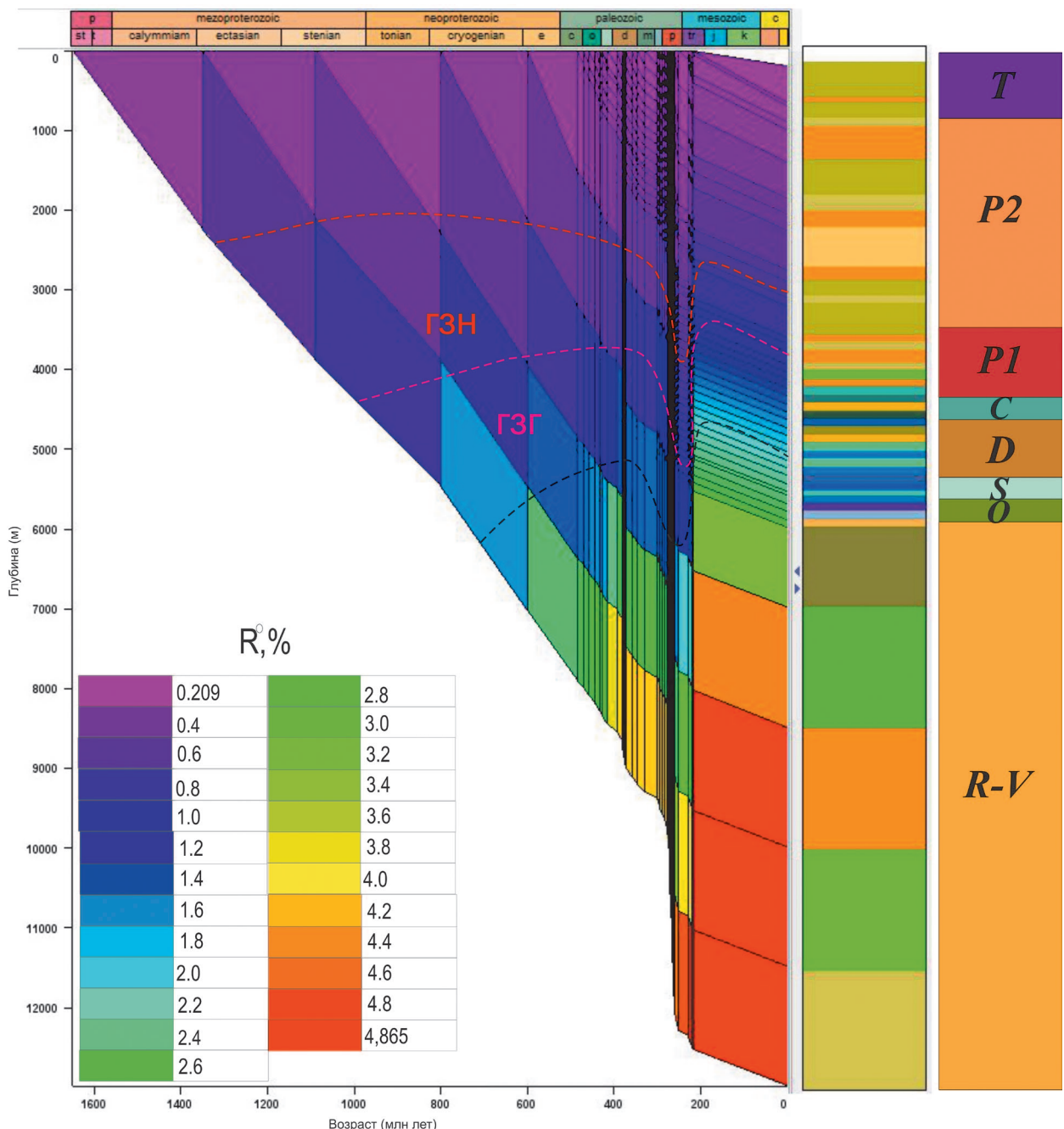


Рис. 10. Катагенетическая «зрелость» УВ и зона нефтегазообразования осадочного разреза скважины Кортаихинская-1

разрезе потенциальных ловушек и скоплений жидких и газообразных УВ. Моделирование проведено по десяти сейсмогеологическим разрезам Кортаихинской впадины и смежных районов и, в основном, выполнено в программном комплексе Petromod 2D. При подготовке исходной информации для моделирования был проведен комплексный анализ и переинтерпретация всех имеющихся геологических, геофизических и геохимических данных.

Как отмечено выше, для литологической характеристики разреза использовались описания пород в обнажениях и материалов бурения скважин. Для более точного воспроизведения процессов генерации углеводородов в модели, для оценки мощности размытых отложений, использовались результаты интерпретации геофизических (сейсмика) и лабораторных (пиролиз, показатель отражения витринита) исследований. Например, каменноугольно-пермская эрозия на территории Варандей-Адзвинской зоны оценена в 1000 м. Эрозия на границе нижней и средней перми над рифами Сарембойско-Леккеягинской зоны могла достигать 200 м. Наконец, во время триасово-юрского эрозионного события, наиболее широко проявившегося на северо-востоке Тимано-Печорского НГБ, мощность размытых отложений в прибортовой части Кортаихинской впадины и Варандей-Адзвинской зоне оценена в 500 м, а на юге и в центральной части впадины – могла превышать 2000 м.

Для характеристики литологического состава выделенных стратиграфических горизонтов при моделировании использовались процентные соотношения различных

литотипов пород (глины, песчаники, известняки и доломиты). Каждый литотип характеризуется определенным набором петрофизических и теплофизических параметров (Рис. 11).

Одними из основных параметров при моделировании являются тепловые параметры и характеристика НГМТ. Для построения 2D модели использовались данные, полученные на первом этапе, при этом была проведена их дополнительная калибровка по пиролитическим данным и замерам показателя отражения витринита (рис. 12). Всего в модель было заложено 9 НГМТ, каждой из которых соответствует свой тип кинетической модели. Нижнесилурийская венлокская (S_1v), верхнедевонская кыновско-саргаевская (D_3kn-sr), и верхнедевонская доманиковская (D_3dm), ниже- (T_1) и верхнетриасовая (T_3) НМТ содержат преимущественно гумусовое ОВ (кероген II-III типа). Содержание ТОС в этих отложениях не превышает 2%, а значение водородного индекса колеблется от 300 до 350 мг УВ/г Сорг (Данилевский, Склярова, 1986).

Для определения положения ГЗН использовались расчетные значения по данным пиролиза и отражательной способности витринита. По классификации Н.Б. Вассоевича границам ГЗН соответствуют градации катагенеза MK_1 - MK_3 , что соответствует значениям отражательной способности витринита в масле (R_o) 0,5 – 1,15 %. Пик нефтеобразования приходится на стадию MK_2 (R_o от 0,65 до 0,85%). ГЗГ соответствуют градации MK_4 -АК (R_o от 1,15 до 2,5%).

Моделирование показало, что верхняя граница ГЗН в Кортаихинской впадине (Лабогейская моноклираль),

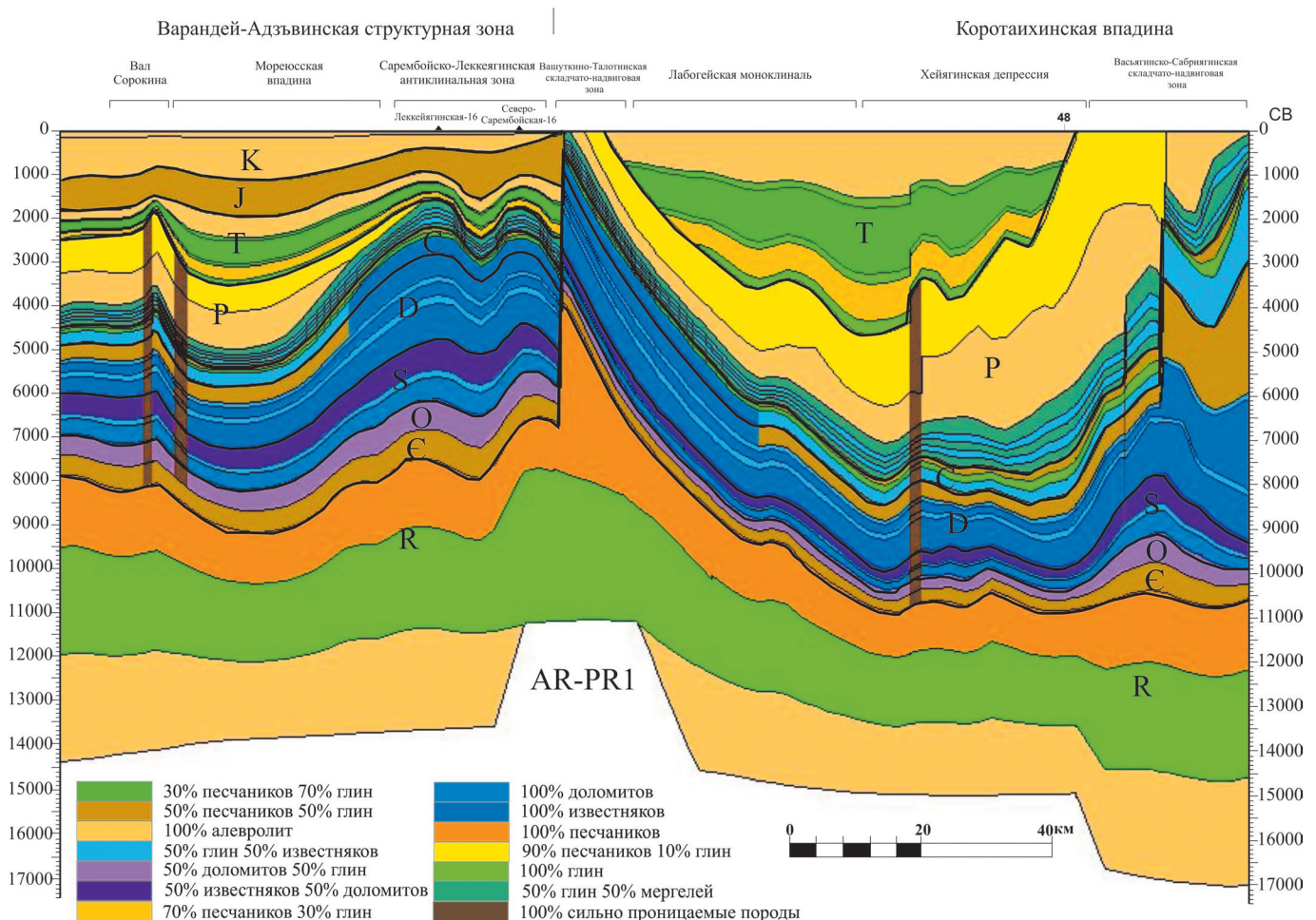


Рис. 11. Литологический разрез по профилям 20892_04PC1F и 20892_04PC2F

Васьягинско-Сабриягинской зоне проходит на глубине около 2 км, в Вашуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоне, и в Хейягинской депрессии (в т.ч. на Лабогейском и Пестаншорском поднятиях) она поднимается до 1 км. Нижняя граница ГЗН в Вашуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоне отмечается на глубине 1 км, в Хейягинской депрессии – 2,5 км, на Лабогейской моноклинали – около 3,5 км. В Васьягинско-Сабриягинской зоне и на поднятиях Хейягинской депрессии (Лабогейское и Пестаншорское поднятия) нижняя граница ГЗН достигает 4 км. В Коротайхинской впадине и Хейягинской депрессии в ГЗН попадают все триасовые НГМТ, а нижнекаменноугольные и пермские НГМТ находятся в зоне ГЗГ. На территории Лабогейской моноклинали триасовые и пермские НГМТ находятся на стадии нефтеобразования, а НГМТ каменноугольного, девонского и силурийского возрастов находятся в пределах ГЗГ. В Вашуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоне в ГЗН попадает только верхнетриасовая НГМТ, а в ГЗГ – ниже- и среднетриасовые. В Васьягинско-Сабриягинской зоне в ГЗН находятся нижнекаменноугольная и доманиковая НГМТ (Рис. 12).

В виду неоднозначности фильтрационно-емкостных свойств заданных литотипов и положения в разрезе

коллекторских горизонтов, по результатам моделирования углеводороды распределились по всей осадочной толще, а степень их насыщения составила первые проценты. Однако в отдельных интервалах разреза некоторых участков возможно формирование крупных перспективных залежей. Все они, в основном, приурочены к ловушкам антиклинального типа. Возможные скопления УВ следует ожидать в пермских мини-валах в Коротайхинской впадине на глубине 4 км. Подобные залежи прогнозируются и в известняках карбона в Вашуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоне (глубина 3 км). Определенный интерес могут представлять и отдельные антиклинальные структуры в Васьягинско-Сабриягинской складчато-надвиговой зоне, которые могут содержать скопления УВ в отложениях девона и карбона (глубина 4 км). Перспективными представляются Северо-Коротайхинская седловина, Лабогейская моноклинали и Хейягинская депрессия, где в отложениях пермско-триасового комплекса можно ожидать залежи УВ на глубинах от 2 до 4 км, а также триасовые валы на глубинах 2-3,5 км. Косвенным подтверждением перспективности этих участков и комплексов отложений могут служить результаты бурения скважины Приразломная на которой в подобных условиях был получен промышленный приток УВ. Расчетное насыщение

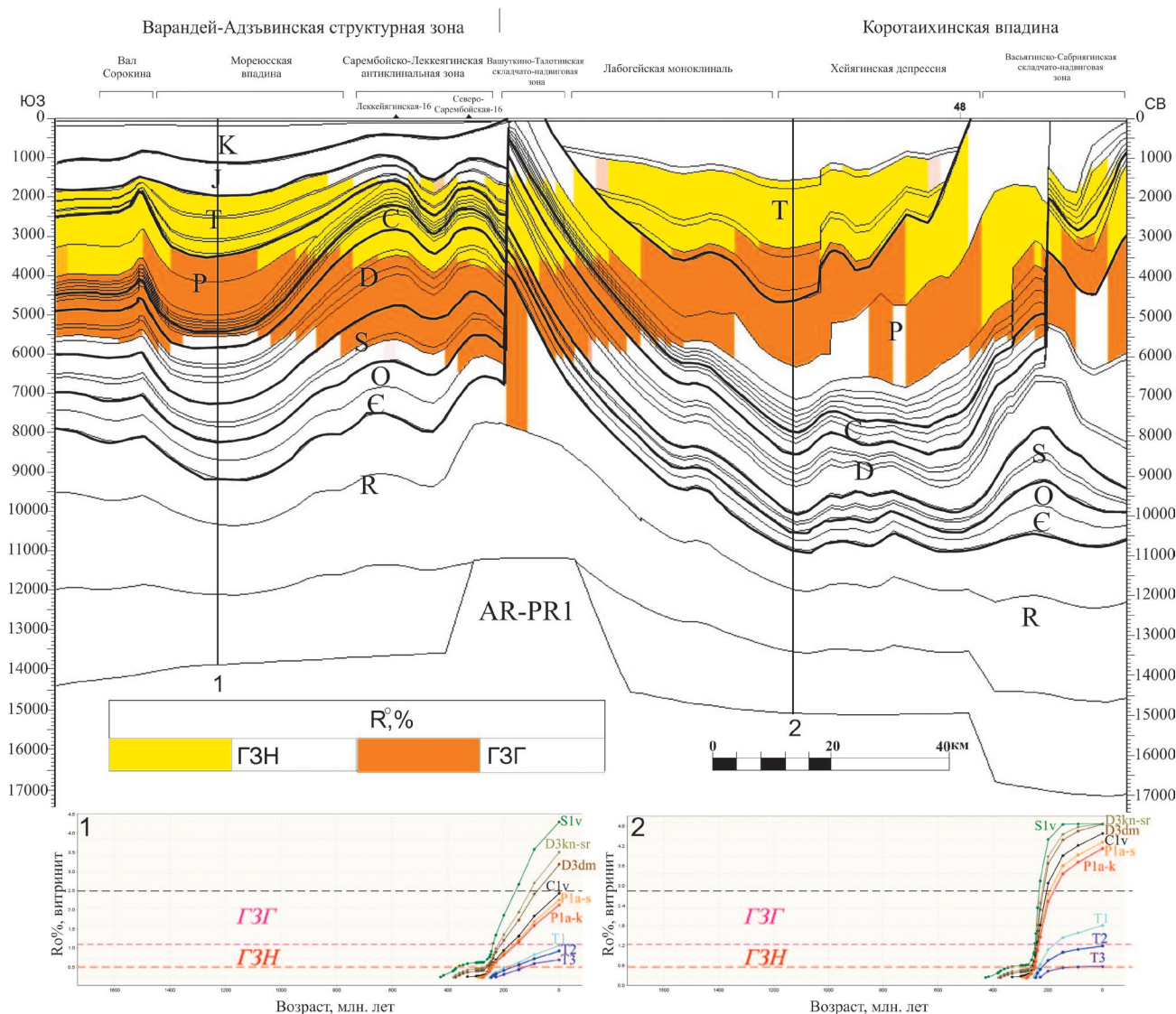


Рис. 12. Степень катагенетической преобразованности осадочной толщи. Профиль 20892-04PC1

углеводородами возможных залежей, определяемое в модели, прогнозируется на уровне 40 % и более (Рис. 13).

По результатам 2D моделирования можно сделать вывод о том, что на территории Кортаихинской впадины и смежных районах миграция УВ возможна в двух направлениях. В складчатых областях, примыкающих к Кортаихинской впадине, преобладает вертикальная межрезервуарная миграция УВ флюидов по разломам. В бортовых – наоборот, преобладает латеральная миграция УВ (Рис. 13). Регионально латеральные миграционные потоки двигаются из наиболее погруженной центральной области Кортаихинской впадины. В протяженных зонах нефтегазонакопления преобладает миграция вдоль основного простирания структур и поднятий на территории исследуемого региона. Это происходит за счет совпадения направлений простирания линейных зон нефтегазонакопления и миграционного потока.

Для выявления закономерностей формирования коллекторов и залежей УВ проведено построение концептуальной трехмерной геологической и флюидальной моделей. В качестве исходных данных использовались результаты 1D и 2D моделирования, а также структурные карты опорных горизонтов, поверхностей и нарушений, построенные с учетом переинтерпретации всего комплекса геолого-геофизических данных.

Как известно, необходимой основой трехмерной модели является ее структурный каркас и набор используемых в ней литологических типов. Структурные поверхности задают не только пространственную локализацию моделируемых объектов, но и пространственные характеристики напластования элементарных слоев

модели – ее «слоистость». Построенная трехмерная модель бассейна состоит из 29 слоёв, включая кровлю фундамента и дневную поверхность, разрешение ячейки грида выбрано в 500 м.

На *третьем этапе* проводилась региональная оценка нефтегазового потенциала по наиболее перспективным нефтегазоносным комплексам, выявленным по результатам 1D и 2D моделирования. В разрез 3D модели были заложены 6 потенциально обогащенных органическим веществом НГМТ: нижнепермская артинско-кунгурская (P_{1a-k}), нижнепермская ассельско-сакмарская (P_{1a-s}), нижнекаменноугольная визейская (C_{1v}), верхнедевонская доманиковая (D_{3dm}), верхнедевонская кыновско-саргавская (D_{3kn-sr}) и нижнесилурийская венлокская (S_{1v}). Калибровка параметров тепловой модели проводилась с учетом температур полученных результатов 2D моделирования и является удовлетворительной для данного этапа геологоразведочных работ с учетом неопределенностей скоростной модели (Дьяконов и др. 2002).

Необходимо отметить, что при расчетах аккумуляции УВ учитывался только структурный план исследуемых горизонтов. Возможность же заполнения неструктурных ловушек (тектонически или литологически ограниченных) не учитывалась, ввиду отсутствия представительных данных по литологии и разрывным нарушениям. В модель также были введены ограничения на расчет заполнения залежей по высоте (до 50 метров) и пористости коллекторов (максимально до 20%) (Методическое руководство ... , 2000).

Результаты моделирования подтверждают вывод о том, что нижнесилурийская венлокская НГМТ (S_{1v}) на большей

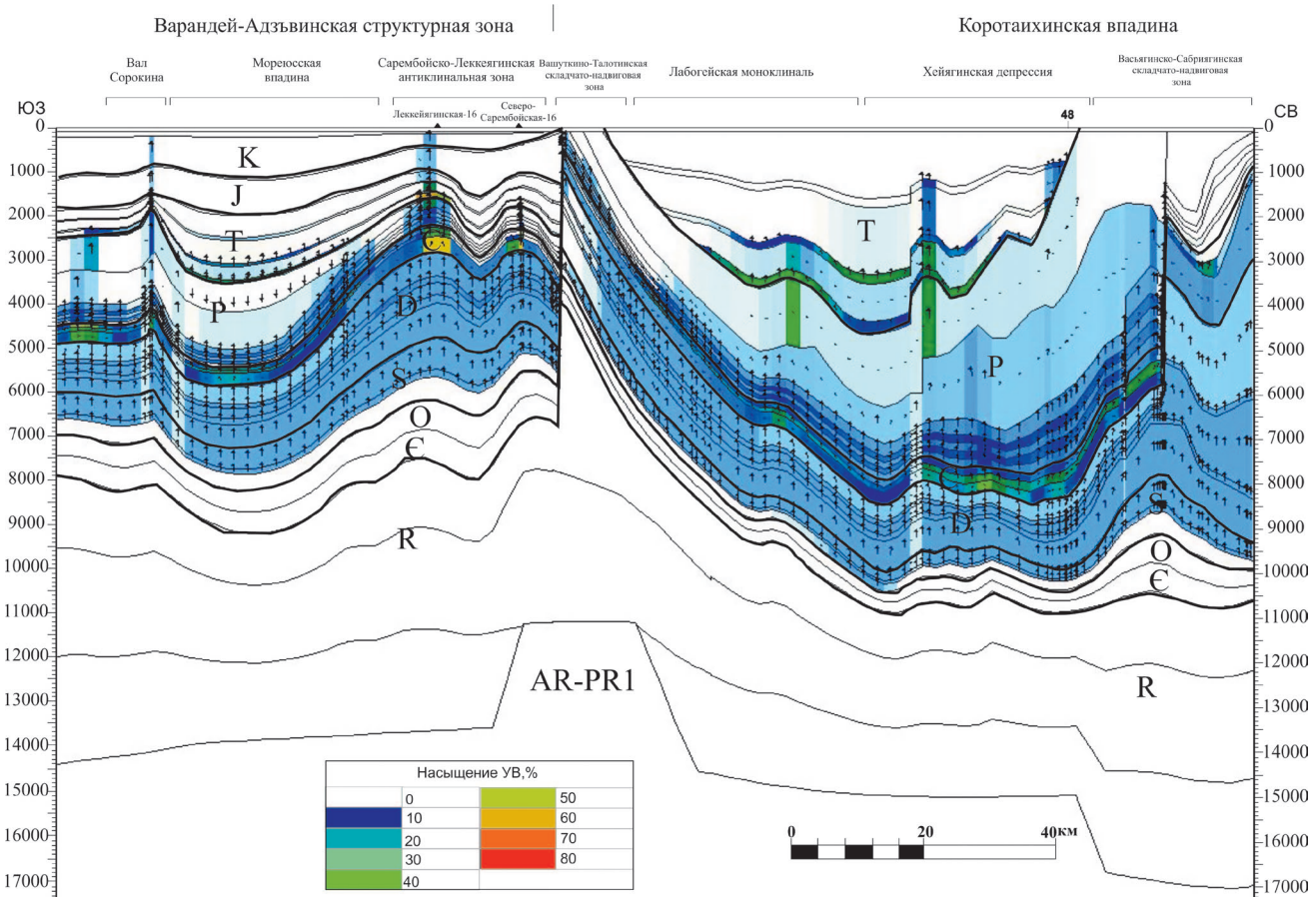


Рис. 13. Направление миграции и степень насыщения УВ. Профиль 20892-04Р

части территории впадины практически полностью выработала свой генерационный потенциал. Исключением являются прибортовые районы Вашуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоны, Пайхойско-Новоземельской складчатой системы, а также Долгинская седловина, где индекс трансформации этих отложений изменяется от 60 до 80 %. Наиболее низкой степенью преобразованности нижнесилурийской НГМТ (20-40 %) характеризуется гряда Чернова.

Верхнедевонская кыновско-саргаевская НГМТ (D_3kn-sr) в центральной части впадины к настоящему времени прекратила генерацию УВ (Русановская, Матвеевская, Хейягинская и Силовояхская депрессии, Верхневоркутская зона дислокаций). Степень выработанности генерационного потенциала этих отложений на северо-западном и южном борту составляет 60-80 % (гряда Чернова, Лабогейская моноклираль, локальные участки Вашуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоны). На остальной территории (северо-восточный Припайхойский борт Коротайхинской впадины, большая часть Вашуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоны) индекс трансформации не превышает 20-40 %.

Верхнедевонская доманиковая НГМТ (D_3dm) полностью выработала свой потенциал в пределах погруженных частей впадины (Русановская, Матвеевская, Хейягинская и Силовояхская депрессии, Верхневоркутская зона дислокаций). На Лабогейской моноклинали и гряде Чернова степень преобразованности доманиковых отложений колеблется от 70 до 90 %. Наименьшим индексом трансформации этой толщи характеризуются борт Пайхойско-Новоземельской складчатой системы и Вашуткино-Талотинская складчато-надвиговая зона.

На большей части впадины коэффициент трансформации для нижнекаменноугольной визейской (C_1v), нижнепермской ассельско-сакмарской (P_1a-s) и артинско-кунгурской (P_1a-k) НГМТ не превышает 60-80%, а в районах гряды Чернова, Северо-Коротайхинской седловине, Верхневоркутской зоне дислокаций, Лабогейской моноклинали и Васьягинско-Сабриягинской складчато-надвиговой зоне он едва достигает 20-30%. Лишь в отдельных частях Русановской, Матвеевской, Хейягинской и Силовояхской депрессий, Лабогейской моноклинали и Верхневоркутской зоны дислокаций эти толщи полностью выработали свой генерационный потенциал.

По результатам моделирования была проведена оценка масштабы и фазового состава сгенерированных УВ, построены карты генерации, миграции и аккумуляции жидких и газообразных УВ. Моделирование процессов миграции, с целью выяснения основных областей дренирования, было проведено по имеющимся структурным поверхностям, влияние проводящих разломов не учитывалось.

Масса жидких УВ, сгенерированных нижнесилурийской венлокской НГМТ на настоящее время, оценена в 1900 кг/м². Основные миграционные потоки прогнозируются по направлению к Вашуткино-Талотинской и Варандей-Адзвинской зонам. Верхнедевонская кыновско-саргаевская НГМТ на большей части территории сгенерировала значительное количество жидких УВ (до 2900 кг/м²). Исключениями являются Долгинская седловина, Вашуткино-Талотинская зона, где на настоящий

момент было сгенерировано в 2 раза меньше жидких. Пути миграции потоков УВ направлены к западному борту Коротайхинской впадины.

Повышенная генерация жидких УВ (до 2400 кг/м²) верхнедевонской доманиковой НГМТ прогнозируется только в наиболее погруженных частях впадины (Матвеевская, Хейягинская, Русановская и Силовояхская депрессии), при этом миграционные потоки могут быть направлены как в сторону юго-западного, так и северо-восточного борта Коротайхинской впадины.

Наименьшим количеством сгенерированных жидких УВ характеризуется нижнекаменноугольная визейская НГМТ. Максимально возможная масса сгенерированной ею нефти в наиболее погруженных частях не превысит 1400 кг/м². «Нефтяная кухня» приурочена здесь к таким структурам как Матвеевская, Хейягинская и Силовояхская депрессии и Верхневоркутская зона дислокаций. Миграция УВ предполагается преимущественно к бортам впадины, а также в направлении Северо-Коротайхинской седловины.

Построенная модель показала, что наибольшее количество жидких УВ могли сгенерировать нижнепермские ассельско-сакмарская и артинско-кунгурская НГМТ (каждая по 5200 кг/м²). Такая обширная генерация прогнозируется в депоцентре Коротайхинской впадины. Миграционные потоки здесь распространяются на все прилегающие поднятия, седловины и другие положительные структурные зоны.

Как известно, накопление углеводородов в залежах происходит в результате процессов первичной и вторичной миграции. При длительном погружении седиментационных бассейнов накапливаются мощные осадочные толщи. При этом под нагрузкой вышележащих толщ возникают условия для значительного уплотнения осадков и выжимания флюидов из центральных частей бассейна к его краевым зонам. Необходимым условием аккумуляции и консервации УВ является наличие коллекторов, покрышек и ловушек. Наиболее перспективными коллекторами в Коротайхинской впадине могут быть верхнедевонские-нижнекаменноугольные рифы, пермские отложения, представленные переслаиванием песчаников и алевролитов различной мощности, а также грубозернистые терригенные отложения триаса. В пределах континентальной части впадины распространены пачки глинистых пород, которые могут служить как региональными, так и локальными и зональными покрышками. Цикличность процессов осадконакопления и тектонической активизации на всём протяжении истории развития бассейна позволяет предполагать, что для реализации нефтегазового потенциала пород и формирования первичных залежей УВ были созданы благоприятные условия аккумуляции УВ в ловушках антиклинального и неантиклинального типов.

Анализ структурного плана показывает, что основная часть ловушек (как структурных, так и литологических) сформировалась до активной миграции УВ из нефтематеринских пород, реже одновременно, что, в целом, является благоприятным фактором для образования и сохранности залежей УВ. Построенная модель показывает, что центральные и южные области впадины можно рассматривать в качестве очагов генерации основных объемов УВ флюидов и как зоны первичной аккумуляции УВ

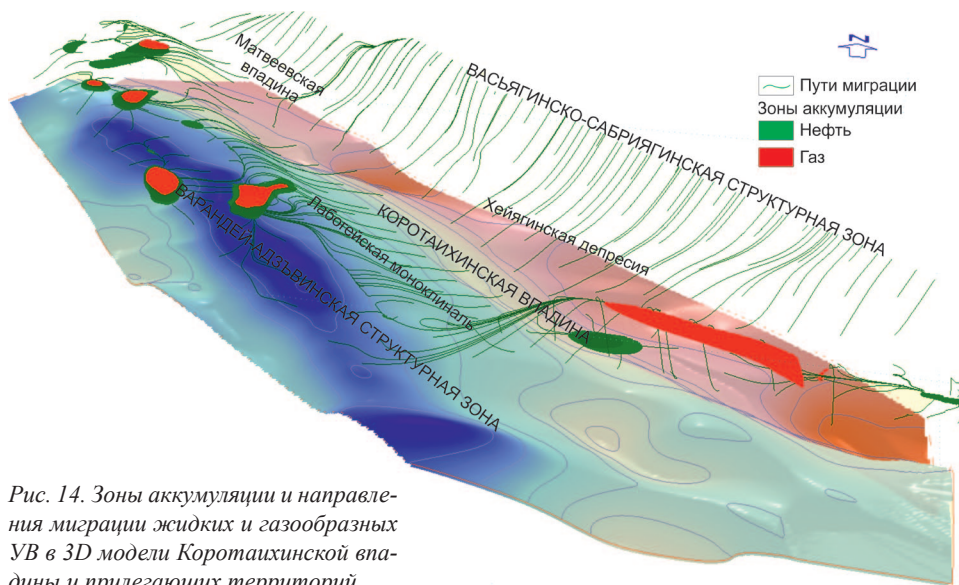


Рис. 14. Зоны аккумуляции и направления миграции жидких и газообразных УВ в 3D модели Коротаихинской впадины и прилегающих территорий

(Рис. 14). Условия аккумуляции и сохранения углеводородных систем в этой гидродинамически изолированной части прогиба могли бы считаться наиболее благоприятными, но вследствие глубокого залегания возможных залежей, их сохранность вызывает сомнения. С учетом генетико-генерационных и миграционных показателей Хейягинская и Матвеевская депрессии характеризуется большими объемами эмиграции жидких и газообразных УВ и представляет наибольший интерес для поисков залежей УВ. Западная область прогиба в этом отношении менее интересна, т.к. генерация и миграция УВ, вероятно, проходила здесь в позднем триасе и протекала с меньшей интенсивностью.

Наиболее благоприятные условия для аккумуляции УВ и сохранения залежей прослеживаются на северо-западном борту впадины. В центральных частях впадины перспективными на поиски УВ можно считать районы Лабогейского и Одиндокского поднятий, Верхневоркутской зоны дислокаций, Северо-Коротаихинской и Пестаншорской седловин, где высока вероятность обнаружения мелких и средних залежей антиклинального типа (Рис. 14). По сравнению с этими районами, северо-восточный борт Коротаихинской впадины характеризуется менее благоприятными условиями для сохранения залежей УВ. Инверсионные движения, сопровождаемые мощным разрывом отложений, разрушением и трансформацией первичных залежей и углеводородных соединений, в целом, можно отнести к негативным факторам, но и здесь не исключается возможность обнаружения мелких и средних по масштабам экранированных залежей. Ловушками на пути миграции УВ на всей этой территории могут быть зоны экранированные надвиговыми и разрывными дислокациями, а также литологические тела (дельтовые песчаные образования, рифы).

Выводы

В целом, Коротаихинская впадина представляет собой очень сложный объект для поисков нефти и газа. Модель бассейна способствует лучшему пониманию механизмов образования и распределения УВ в разрезе осадочного чехла, наглядно показывая масштабы генерации, пути миграции, возможность аккумуляции и различия в

фазовом составе скоплений УВ. В условиях недостатка достоверных данных это позволяет выделять наиболее перспективные участки и объекты, рационально выбирать направления дальнейших исследований и тем самым способствовать повышению эффективности геологоразведочных работ.

Бассейновое моделирование показало, что на площади Коротаихинской впадины существовали и существуют все условия для генерации и аккумуляции УВ. Наличие в разрезе НГМТ, обогащенных как сапропелевым, так и гумусовым органическим веществом, а также степень их катагенетической трансформации

создали все предпосылки масштабной генерации УВ для формирования месторождений нефти и газа. Несмотря на то, что на этой территории к настоящему времени промышленных скоплений не выявлено, по результатам моделирования она должна рассматриваться в качестве перспективной потенциально нефтегазоносной области Тимано-Печорского НГБ. По ориентировочным расчетам суммарные начальные геологические ресурсы УВ здесь могут составить около 1,7 млрд т.у.т. По величине ресурсов район Коротаихинской впадины и ее акваториального продолжения можно отнести к категории крупных поисковых регионов.

Литература

- Аль-Хаджери М.М., Аль-Сайед М., Деркс Я., Фукс Т., Ханчель Т., Кауэрауф А., Ноймайер М., Шенк О., Свинтек О., Тессен Н., Вельте Д., Выграла Б., Корнпихль Д., Питерс К. Моделирование осадочных бассейнов и нефтегазоносных систем. *Нефтегазовое обозрение*. 2009. Т. 21. № 2. С. 18-37.
- Варламов А.И., Фортунатова Н.К., Мушин И.А., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г., Гумаров Р.К., Баранова А.В. Строение и перспективы нефтегазоносности турнейских карбонатных клиноформных комплексов Коротаихинской впадины. *Геология нефти и газа*. 2012. № 2. С. 14-24.
- Геологическая карта России и прилегающих акваторий. М: 1:2500000. Санкт-Петербургская картографическая фабрика ВСЕГЕИ. 2004.
- Данилевский С.А., Складьярова З.П. Катагенетическая зональность и размещение залежей углеводородов в Тимано-Печорской провинции. Закономерности размещения зон нефтегазоаккумуляции в Тимано-Печорской провинции. *Тр. ВНИГРИ*. 1986. С. 23-32.
- Дьяконов А.И., Цхадая Н.Д., Овчарова Т.А. и др. Современный эволюционно-динамический метод прогноза нефтегазоносности геолого-экологических регионов особо сложного строения (на примере юга Верхнепечорской впадины). Ухта: УГТУ. 2002. 88 с.
- Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М: ВНИГНИ. 2000. 189 с.
- Норина Д.А., Ступакова А.В., Кирихина Т.А. Условия осадконакопления и нефтегазоматеринский потенциал триасовых отложений Баренцевоморского бассейна. *Вестник Московского университета*. Серия 4: Геология. 2014. № 1. С. 6-16.
- Прищепа О.М., Орлова Л.А., Чумакова О.В. Коротаихинская впадина – перспективное направление геолого-разведочных работ на нефть и газ в Тимано-Печорской провинции. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2008 а. № 12. С. 9-19.
- Прищепа О.М., Орлова Л.А., Чумакова О.В. Направления геолого-разведочных работ на нефть и газ в северо-восточной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2008 б. № 3. http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2008.pdf.
- Прищепа О.М., Житников В.А., Орлова Л.А., Чумакова О.В. Коротаихинская впадина – новое направление наращивания сырьевой

базы нефти и газа в Тимано-Печорской провинции. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2012.

Санникова И.А. Историко-геологическое моделирование осадочного разреза в Коротаихинской впадине Тимано-Печорского НГБ. ЛОМОНОСОВ 2015. Москва. 2015.

Санникова И.А., Кирюхина Т.А., Ступакова А.В. Моделирование процессов образования углеводородов в Коротаихинской впадине Тимано-Печорского нефтегазового бассейна. *Геология в развивающемся мире: сб. тр. (по материалам VIII науч.-практ. конф.)*. Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь. 2015. Т. 1. С. 502-506.

Ситар К.А. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности северной (акваториальной) части Тимано-Печорского нефтегазового бассейна. *Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук*. М. 2007. 22 с.

Сведения об авторах

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Тел: +7(495)939 55 76, e-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru

Ирина Алексеевна Санникова – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Альбина Альбертовна Гильмуллина – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Мария Александровна Большакова – кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Сергей Иванович Бордунов – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Дмитрий Валентинович Митронов – кандидат геолого-минералогических наук, инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Алина Владимировна Мордасова – аспирант, инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 21.03.2017

Принята к публикации 10.04.2017

Опубликована 20.05.2017

Oil and gas potential of the Korotaikha Depression in the Timan-Pechora basin

A.V. Stoupakova, I.A. Sannikova, A.A. Gilmullina, M.A. Bolshakova, S.I. Bordunov, D.V. Mitronov, A.V. Mordasova

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

Abstract. Prospects for the growth of hydrocarbon (HC) reserves in the Timan-Pechora basin are associated with poorly explored areas, which include the Korotaikha Depression, which is a very difficult region for oil and gas exploration. Analysis and reinterpretation of both old and new seismic data made it possible to identify a number of anticlinal structures within the region, as well as to identify possible lithological HC traps, such as reefing bodies of late Devonian-Early Carboniferous age and delta sand formations of the Permian-Triassic age. The wide stratigraphic range of the sedimentary cover makes it possible to select several hydrocarbon systems in the basin of the Korotaikha Depression. Basin modeling has shown that there are all conditions for HC generation and accumulation in the Korotaikha Basin. Based on the results of the simulation, Korotaikha Basin should be considered as a potentially promising oil and gas area, where the main oil and gas accumulations are located in the side parts of the basin, and also within the inversion highs and saddles. The total booked geological resources of hydrocarbons may amount to about 1.7 billion tons standard fuel. Korotaikha Depression and its aquatorial continuation can be referred to the category of major oil-gas search regions.

Keywords: Timan-Pechora basin, Korotaikha depression, oil and gas potential, reef, clinoform, basin analysis, basin modeling

For citation: Stoupakova A.V., Sannikova I.A., Gilmullina A.A., Bolshakova M.A., Bordunov S.I., Mitronov D.V., Mordasova A.V. Oil and gas potential of the Korotaikha Depression in the Timan-Pechora basin. *Georesursy = Georesources*. 2017. Special issue. Part 1. Pp. 88-101. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.10>

References

Al'-Khadzheri M.M., Al'-Saied M., Derks Ya., Fuks T., Khanchel' T., Kauerauf A., Noimaier M., Shenk O., Svintek O., Tessen N., Vel'te D., Vygrala B., Kornpikh'l' D., Piters K. Simulation of sedimentary basins and oil and gas bearing systems. *Neftegazovoe obozrenie = Oil and gas review*. 2009. V. 21. No. 2. Pp. 18-37. (In Russ.)

Danilevskii S.A., Sklyarova Z.P. Catagenetic zoning and accumulation of hydrocarbon deposits in the Timan-Pechora province. Regularities of oil and gas accumulation zones in the Timan-Pechora province. *Tr. VNIGRI*. 1986. Pp. 23-32. (In Russ.)

D'yakonov A.I., Tskhadaya N.D., Ovcharova T.A. et al. A modern evolutionary-dynamic method for predicting the oil and gas potential of geological and ecological regions of a particularly complex structure (on

the example of the Upper Pechora depression in the south. Ukhta: UGTU. 2002. 88 p. (In Russ.)

Geologicheskaya karta Rossii i privileyushchikh akvatorii [Geological map of Russia and adjacent water areas]. Scale 1:2500000. St.Petersburg: VSEGEI. 2004. (In Russ.)

Methodological guidelines for quantitative and economic assessment of oil, gas and condensate resources in Russia. Moscow: VNIGNI. 2000. 189 p. (In Russ.)

Norina D.A., Stupakova A.V., Kiryukhina T.A. Sedimentation conditions and oil and gas potential of the Triassic sediments of the Barents Sea basin. *Moscow University Geology Bulletin*. 2014. No. 1. Pp. 6-16. (In Russ.)

Prishchepa O.M., Orlova L.A., Chumakova O.V. Korotaikha depression as a promising region of geological exploration for oil and gas in the Timan-Pechora province. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. 2008 a. No. 12. Pp. 9-19. (In Russ.)

Prishchepa O.M., Orlova L.A., Chumakova O.V. Directions of exploration for oil and gas in the north-eastern part of the Timan-Pechora petroleum province. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum geology. Theory and practice*. 2008 b. No. 3. http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2008.pdf. (In Russ.)

Prishchepa O.M., Zhitnikov V.A., Orlova L.A., Chumakova O.V. Korotaikha depression as a new direction for increasing the resource base of oil and gas in the Timan-Pechora province. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. 2012. (In Russ.)

Sannikova I.A. Historical and geological modeling of sedimentary section in the Korotaikha basin of the Timan-Pechora oil and gas basin. *LOMONOSOV 2015*. Moscow. 2015. (In Russ.)

Sannikova I.A., Kiryukhina T.A., Stupakova A.V. Modeling of hydrocarbon formation processes in the Korotaikha basin of the Timan-Pechora oil and gas basin. *Geologiya v razvivayushchensya mire: sb. tr. (po materialam VIII nauch.-prakt. konf.)* [Geology in the Developing World: Proc. VIII scientific-practical conference]. Perm State National Research University. Perm. 2015. V. 1. Pp. 502-506. (In Russ.)

Sitar K.A. Geological and geochemical conditions for the formation of oil and gas potential of the northern (aquatorial) part of the Timan-Pechora oil and gas basin. *Avto-ref. dis. kand. geol.-min. nauk* [Abstract. Cand. geol.-min. sci. diss.]. Moscow. 2007. 22 p. (In Russ.)

Varlamov A.I., Fortunatova N.K., Mushin I.A., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Gumarov R.K., Baranova A.V. The structure and prospects of the oil and gas potential of the Tournaisian carbonate clinoform complexes of the Korotaikha basin. *Geologiya nefii i gaza = The geology of oil and gas*. 2012. No. 2. Pp. 14-24. (In Russ.)

About the Authors

Antonina V. Stoupakova – DSc in Geology and Mineralogy, Professor, Head of the Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1
Phone: +7(495)939 55 76
e-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru

Irina A. Sannikova – PhD student of the Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Al'bina A. Gilmullina – PhD student of the Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Maria A. Bolshakova – PhD in Geology and Mineralogy, Researcher of the Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Sergei I. Bordunov – PhD in Geology and Mineralogy, Senior Researcher of the Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Dmitrii V. Mitronov – PhD in Geology and Mineralogy, Engineer, Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Alina V. Mordasova – PhD student, Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Manuscript received 21 March 2017;

Accepted 10 April 2017;

Published 20 May 2017